

# **ESTIMAÇÃO DE ESTADO DE UM SISTEMA ELÉTRICO DE ENERGIA, USANDO MEDIDAS FASORIAIS SINCRONIZADAS**

**Paula Sofia Pita da Silva e Castro Vide**

Licenciada em Engenharia Eletrotécnica na Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de Coimbra  
Mestre em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, na área de especialização de Sistemas de Energia,  
na Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

Tese submetida à Universidade do Porto – Faculdade de Engenharia para obtenção do grau de Doutor em  
Engenharia Eletrotécnica e de Computadores  
(Área de especialização de Sistemas de Energia)  
Programa Doutoral em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Tese realizada sob a orientação de,  
Doutor Fernando Maciel Barbosa  
Professor Catedrático  
Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores  
Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto  
e coorientação de,  
Doutor José Beleza Carvalho  
Professor Coordenador  
Departamento de Engenharia Eletrotécnica  
Instituto Superior de Engenharia do Porto

Porto, Julho de 2013



Para o Henrique e Mafalda...inspiram-me todos os dias...



# AGRADECIMENTOS

---

Ao Professor Doutor Fernando Maciel Barbosa, pela orientação deste trabalho, pelo constante incentivo, imprescindível apoio, estímulo, compreensão e amizade. Não há palavras que traduzam a minha gratidão.

À Professora Doutora Isabel Maria Ferreira (*in memoriam*), pela orientação deste trabalho, pela disponibilidade, pela sua força...Sentimos a sua falta.

Ao Professor Doutor José António Beleza Carvalho, pela orientação deste trabalho, pela disponibilidade e esclarecimentos.

À ESTG-Leiria, INESC TEC e FEUP pelas facilidades que me concederam para a realização deste trabalho de investigação.

Aos meus colegas, pela disponibilidade e esclarecimentos prestados sempre que solicitei a sua ajuda.

Ao meu marido, João, por ser o meu porto de abrigo nos momentos mais difíceis.

Aos meus pais, pelo apoio, amor e compreensão. Compreenderam que, hoje, um sonho se tornou realidade...Sei que estão muito orgulhosos por isso.

A toda a minha família pelo apoio incomensurável.



Este trabalho de investigação foi desenvolvido no âmbito da Bolsa de Doutoramento (Bolsa de Investigação SFRH / BD / 43208 / 2008) concedida pela Fundação para a Ciência e Tecnologia, que permitiu que os encargos económicos inerentes à realização deste trabalho ficassem cobertos.







# RESUMO

---

Nos modernos centros de controlo e monitorização dos Sistemas Eléctricos de Energia (*SEEs*), as variáveis de estado estimadas constituem a base para a tomada de decisão do operador do sistema nas ações de controlo e operação dos *SEEs* em tempo real. Assim, a estimação de estado é de primordial importância no funcionamento dos *SEEs*. O sucesso do processo da estimação de estado depende em larga escala do sistema de medição disponível.

Nos últimos anos as unidades de medição fasorial sincronizada (*PMUs*) têm proliferado cada vez mais nos *SEEs*. Uma unidade de medição fasorial sincronizada (*PMU*) colocada num barramento do sistema fornece a medida do fasor da tensão e dos fasores das correntes adjacentes ao barramento. Todas as medidas fasoriais são sincronizadas obtidas numa base de tempo comum, disponibilizada pela fonte de sincronização através do sinal de *GPS*. As tensões nodais fasoriais, fornecidas por estes sistemas de medição, permitem conhecer o estado real do sistema, pelo que constituem medidas de elevada precisão quando comparadas com as medidas convencionais *SCADA*. A viabilidade da medição de grandezas fasoriais pode trazer ganhos extremamente significativos no sentido de obter informação mais precisa e atualizada do estado do sistema.

Este trabalho apresenta abordagens para incorporar medidas fasoriais sincronizadas no processo da estimação de estado com a finalidade de contribuir para a aplicação das medições fasoriais na operação do sistema, mais especificamente na monitorização do estado do sistema. Neste contexto, a presente tese analisa a influência do uso das medidas fasoriais no processo da estimação de estado do *SEE*. O trabalho inclui propostas para o uso de duas metodologias que viabilizam a utilização de medidas fasoriais nos procedimentos de estimação de estado, avaliando as melhorias e ganhos trazidas aos mesmos.

O uso de medidas fasoriais na obtenção da observabilidade do sistema também é explorado nesta dissertação.

Todas as metodologias propostas foram testadas nas redes de teste do *IEEE* de 14, 30, 57 e 118 barramentos, baseando-se em simulações realizadas numa plataforma de simulação utilizando a ferramenta *MATLAB*, especialmente desenvolvida e adaptada para o efeito.

Os estudos realizados consubstanciam o efeito na melhoria da qualidade das variáveis estimadas e do desempenho do estimador de estado perante a utilização de medidas fasoriais sincronizadas.

**Palavras Chave:** Estimação de Estado, Medidas Fasoriais Sincronizadas, Método dos Mínimos Quadrados ponderados, Observabilidade, Unidades de Medição Fasorial Sincronizada.



# ABSTRACT

---

In modern control centres of Electrical Power Systems, the state variables estimated are the basis for decision-making system operator actions in real time control and operation of power systems. Thus, state estimation is of great importance on power system operation. The success of state estimation depends largely on the measurement system available.

In recent years synchronized phasor measurement units (*PMU*) have proliferated increasingly in power systems. A phasor measurement unit (*PMU*), when placed at a bus, can measure the voltage phasor at that bus, as well as the current phasors in the lines connected to that bus. *PMU* measurements are synchronized, as they are timestamped by the global positioning systems (*GPS*'s) universal clock. The bus voltage phasor, provided by these measurement systems, are direct measures of system state therefore, these phasor measures are measures of high accuracy when compared with the conventional *SCADA* measures. The feasibility of measuring phasor quantities can bring significant gains and a more accurate and updated system state.

With the aim of contributing to the implementation of phasor measurements in the system operation, specifically system state status monitoring, this thesis presents approaches to incorporate synchronized phasor measurements in state estimation process. In this context, this thesis investigates the influence on the use of phasor measurements in power system state estimation. This work presents proposals for two methods for the use of phasor measurements in the state estimation procedures, evaluating the improvements and gains brought to the procedure.

The use of phasor measurements for obtaining system observability is addressed in this work too.

All methodologies proposed were tested on *IEEE* 14, 30, 57 and 118 bus test system, based on simulations performed in a simulation platform, using MATLAB, specially developed and adapted for this purpose.

The studies substantiate the effect on quality improvement of the state estimated variables and on the performance of the state estimator with the use of synchronized phasor measurements.

**Keywords:** Observability, State Estimation, Synchronized Phasor Measurements, Synchronized Phasor Measurement Units, Weighted Least Square Method.



# ÍNDICE

---

Lista de Figuras.....	xi
Lista de Tabelas .....	xv
Lista de Abreviaturas.....	xvii
Capítulo 1 – Introdução.....	1
1.1    Considerações Gerais.....	1
1.2    Motivação: definição do problema.....	4
1.3    Objetivos da Tese.....	5
1.4    Estrutura da Tese .....	5
Capítulo 2 – Estimação de Estado em Sistemas Elétricos de Energia .....	9
2.1    Introdução .....	9
2.2    Revisão Bibliográfica: Estimação de Estado.....	12
2.2.1    Evolução da técnica de estimação de estado.....	12
2.2.2    Métodos para a Estimação de Estado .....	13
2.2.2.1    Método dos mínimos quadrados ponderados ( <i>WLS</i> ) .....	13
2.2.2.2 <i>Least Absolute Value Method</i> .....	14
2.2.2.3 <i>M-Estimators</i> .....	15
2.2.2.4    Métodos de processamento de dados afetados de erros.....	15
2.3    Formulação Matemática: Estimação de Estado convencional.....	17
2.4    Estimação de estado <i>WLS</i> : abordagem com medidas convencionais .....	21
2.5    Conclusões .....	25
Capítulo 3 – Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada .....	27
3.1    Introdução .....	27
3.2    Unidades de Medição Fasorial Sincronizada: <i>PMU</i> .....	29
3.3    Medição Fasorial Sincronizada aplicada à Estimação de Estado .....	33
3.3.1    Problema da colocação otimizada de <i>PMUs</i> ( <i>OPP</i> , “ <i>Optimal PMU Placement</i> ”).....	34
3.3.2    Pesquisa Bibliográfica: estimação de estado com medidas fasoriais.....	41
3.4    Conclusões .....	46
Capítulo 4 – Análise de Observabilidade.....	47
4.1    Introdução .....	47
4.2    Metodologia de Identificação da Observabilidade.....	50

4.3	Restabelecimento da observabilidade com recurso a medidas fasoriais .....	53
4.4	Aplicação da metodologia de análise e restabelecimento da observabilidade.....	57
4.5	Conclusões .....	64
Capítulo 5 – Integração de Medidas Fasoriais Sincronizadas na Estimação de Estado.....		67
5.1	Introdução.....	67
5.2	Estimação de estado $WLS$ com medidas fasoriais: Método $EE_{SCADA+PMU}$ .....	69
5.2.1	Escolha da referência angular.....	79
5.3	Estimação de estado $WLS$ com medidas fasoriais: Método $EE_{clássico}+EE_{linearPMU}$ .....	80
5.4	Conclusões .....	85
Capítulo 6 – Simulações e Resultados .....		87
6.1	Introdução.....	87
6.2	Ferramentas e Sistemas de Teste .....	87
6.3	Considerações relativas aos testes efetuados .....	88
6.4	Índices de avaliação do desempenho do estimador de estado.....	91
6.5	Estrutura seguida na execução dos testes usando os algoritmos implementados .....	94
6.6	Estimação de Estado pelo Método $EE_{SCADA+PMU}$ .....	96
6.6.1	Avaliação do desempenho do estimador de estado: Sistema de 14 barramentos.....	96
6.6.2	Avaliação do desempenho do estimador de estado: Sistema de 30 barramentos.....	103
6.6.3	Avaliação do desempenho do estimador de estado: Sistema de 57 barramentos.....	109
6.6.4	Avaliação do impacto do aumento de medidas fasoriais na estimação de estado.....	116
6.7	Análise Comparativa dos métodos $EE_{SCADA+PMU}$ e $EE_{clássico}+EE_{linearPMU}$ .....	126
6.7.1	Sistema de teste de 14 barramentos.....	127
6.7.2	Sistema de teste de 30 barramentos.....	129
6.7.3	Efeito do aumento de $PMUs$ na estimação de estado: rede de 57 e 118 barramentos	133
6.8	Discussão dos Resultados e Conclusões .....	137
Capítulo 7.....		141
7.1	Principais Contribuições.....	141
7.2	Perspetivas de Desenvolvimentos Futuros .....	144
Anexo A – Descrição detalhada dos elementos da matriz jacobiana das correntes na forma polar..		157
Anexo B – Factorização de Matrizes.....		159
B.1	Factorização de Matrizes Simétricas Esparsas – Método de Cholesky.....	159
B.2	Factorização Ortogonal.....	159
Anexo C – Sistemas de Teste .....		161

# LISTA DE FIGURAS

---

Figura 2.1: A Estimação de Estado e Análise de Segurança de um <i>SEE</i> (adaptado de [1]) .....	11
Figura 2.2: O papel da Estimação de Estado no funcionamento do <i>SEE</i> (adaptado de [2]) .....	12
Figura 2.3: Modelo em $\pi$ de uma linha de transmissão incluindo tomada .....	21
Figura 3.1: Arquitetura de uma <i>PMU</i> (adaptado de [41]) .....	29
Figura 3.2: Funções do <i>PDC</i> ( <i>Phasor Data Concentrator</i> ) .....	30
Figura 3.3: Arquitetura de um sistema <i>WAMS</i> .....	32
Figura 4.1: Fluxograma da metodologia de análise e restabelecimento da observabilidade.....	56
Figura 4.2: Configuração de medida usada no exemplo com o sistema de teste 14 barramentos.....	57
Figura 4.3: “Ilhas” observáveis no exemplo com o sistema de teste <i>IEEE</i> de 14 barramentos .....	59
Figura 4.4: “Ilhas” observáveis no exemplo com o sistema de teste <i>IEEE</i> de 30 barramentos .....	61
Figura 4.5: “Ilhas” observáveis no exemplo com o sistema de teste <i>IEEE</i> de 57 barramentos .....	62
Figura 4.6: Configuração de medida final para o sistema de teste de 14 barramentos.....	63
Figura 4.7: Configuração de medida final para o sistema de teste de 30 barramentos.....	63
Figura 4.8: Configuração de medida final para o sistema de teste de 30 barramentos.....	64
Figura 5.1: Estimador de Estado: abordagem para incorporar medidas fasoriais.....	69
Figura 5.2: Derivada parcial $\frac{\partial \theta_{ij}}{\partial \delta_i}$ da fase da corrente de linha.....	71
Figura 5.3: Derivada parcial $\frac{\partial \theta_{ij}}{\partial V_i}$ da fase da corrente de linha .....	71
Figura 5.4: Derivada parcial $\frac{\partial I_{ij}}{\partial \delta_i}$ da amplitude da corrente de linha .....	72
Figura 5.5: Derivada parcial $\frac{\partial I_{ij}}{\partial V_i}$ da amplitude da corrente de linha .....	73
Figura 5.6: Corrente injetada no barramento $i$ .....	73
Figura 5.7: Derivada parcial $\frac{\partial I_{ireal}}{\partial \delta_i}$ da parte real da corrente injetada.....	74
Figura 5.8: Derivada parcial $\frac{\partial I_{ireal}}{\partial V_i}$ da parte real da corrente injetada .....	75
Figura 5.9: Derivada parcial $\frac{\partial I_{imag}}{\partial \delta_i}$ da parte imaginária da corrente injetada.....	75

Figura 5.10: Derivada parcial $\frac{\partial I_{imag}}{\partial V_i}$ da parte imaginária da corrente injetada .....	76
Figura 5.11: Diagrama de blocos da estimação de estado convencional com pós-processamento .....	81
Figura 5.12: Fluxograma do procedimento de estimação de estado linear implementado .....	84
Figura 6.1: Estrutura do modelo de simulação implementado pelo Método EE <sub>SCADA+PMU</sub> .....	94
Figura 6.2: Estrutura do modelo de simulação implementado pelo Método EE <sub>clássico</sub> +EE <sub>linearPMU</sub> .....	95
Figura 6.3: Sistema de teste do IEEE de 14 barramentos: “ilhas” observáveis .....	96
Figura 6.4: Variação relativa de $J_x$ na última iteração, para o sistema de 14 barramentos .....	98
Figura 6.5: Maior variação relativa na amplitude da tensão para o sistema de 14 barramentos .....	99
Figura 6.6: Maior variação relativa no ângulo de fase da tensão para o sistema de 14 barramentos .....	100
Figura 6.7: Erro médio absoluto percentual da amplitude da tensão, sistema de 14 barramentos ..	101
Figura 6.8: Erro médio absoluto do ângulo de fase da tensão para o sistema de 14 barramentos ...	102
Figura 6.9: Índice $Macc_v$ para os cenários criados para o sistema de teste de 14 barramentos .....	103
Figura 6.10: Configuração de medida inicial do sistema de teste IEEE de 30 barramentos .....	104
Figura 6.11: Variação relativa de $J_x$ na última iteração para o sistema de 30 barramentos .....	105
Figura 6.12: Maior variação relativa na amplitude da tensão no sistema de 30 barramentos .....	106
Figura 6.13: Maior variação relativa no ângulo de fase da tensão no sistema de 30 barramentos ...	107
Figura 6.14: Erro médio absoluto percentual da amplitude da tensão, sistema de 30 barramentos	107
Figura 6.15: Erro médio absoluto do ângulo de fase da tensão no sistema de teste de 30 barramentos .....	108
Figura 6.16: Índice $Macc_v$ para os cenários criados para o sistema de teste de 30 barramentos .....	108
Figura 6.17: Configuração de medida inicial para o sistema de teste de 57 barramentos .....	109
Figura 6.18: Variável de estado estimada para o barramento 9 para as 150 simulações efetuadas..	110
Figura 6.19: Variável de estado estimada para o barramento 18 para as 150 simulações efetuadas	111
Figura 6.20: Variável de estado estimada para o barramento 32 para as 150 simulações efetuadas	112
Figura 6.21: Variável de estado estimada para o barramento 56 para as 150 simulações efetuadas	113
Figura 6.22: Comportamento do índice TVE nas variáveis estimadas para cada cenário .....	114
Figura 6.23: Variação relativa de $J_x$ na última iteração, sistema de 57 barramentos .....	115
Figura 6.24: Maior variação relativa na amplitude da tensão, sistema de 57 barramentos .....	115
Figura 6.25: Maior variação relativa no ângulo de fase da tensão, sistema de 57 barramentos .....	116
Figura 6.26: Configuração de medida sistema de 14 barramentos .....	117
Figura 6.27: Erro máximo percentual na amplitude da tensão para os vários cenários .....	119
Figura 6.28: Erro máximo no ângulo de fase da tensão para os vários cenários .....	119



Figura 6.29: Amplitude da tensão nos barramentos, com 20% de <i>PMUs</i> no sistema .....	120
Figura 6.30: Amplitude da tensão nos barramentos, com 40% de <i>PMUs</i> no sistema .....	120
Figura 6.31: Amplitude da tensão nos barramentos, com 60% de <i>PMUs</i> no sistema .....	121
Figura 6.32: Amplitude da tensão nos barramentos, com 80% de <i>PMUs</i> no sistema .....	121
Figura 6.33: Ângulo de fase da tensão nos barramentos, com 20% de <i>PMUs</i> no sistema .....	122
Figura 6.34: Ângulo de fase da tensão nos barramentos, com 40% de <i>PMUs</i> no sistema .....	122
Figura 6.35: Ângulo de fase da tensão nos barramentos, com 60% de <i>PMUs</i> no sistema .....	123
Figura 6.36: Ângulo de fase da tensão nos barramentos, com 80% de <i>PMUs</i> no sistema .....	123
Figura 6.37: Erro <i>RMS</i> na amplitude da tensão com o aumento de <i>PMUs</i> , sistema de 14 barramentos .....	124
Figura 6.38: Erro <i>RMS</i> na fase da tensão com o aumento de <i>PMUs</i> , sistema de 14 barramentos ....	125
Figura 6.39: Erro nas variáveis estimadas com aumento de <i>PMUs</i> no sistema de 14 barramentos..	125
Figura 6.40: Configuração de medida para o sistema de 14 barramentos .....	127
Figura 6.41: Erro na amplitude da tensão estimada, sistema de 14 barramentos.....	128
Figura 6.42: Erro absoluto no ângulo de fase da estimada, sistema de 14 barramentos.....	128
Figura 6.43: Configuração de medida no sistema <i>IEEE</i> de 30 barramentos .....	130
Figura 6.44: Erro na amplitude da tensão estimada, sistema de 30 barramentos.....	131
Figura 6.45: Erro no ângulo de fase da tensão estimada, sistema de 30 barramentos.....	131
Figura 6.46: Variável de estado estimada no barramento 12 versus o seu “verdadeiro” valor .....	132
Figura 6.47: Erro na amplitude da tensão com o aumento de <i>PMUs</i> , sistema 57 barramentos.....	134
Figura 6.48: Erro no ângulo de fase da tensão com o aumento de <i>PMUs</i> , sistema 57 barramentos.	134
Figura 6.49: Erro na amplitude da tensão com o aumento de <i>PMUs</i> , sistema de 118 barramentos.	135
Figura 6.50: Erro no ângulo de fase da tensão com o aumento de <i>PMUs</i> , sistema de 118 barramentos .....	136
Figura C.1: Esquema unifilar do sistema de teste <i>IEEE</i> de 14 barramentos .....	161
Figura C.2: Esquema unifilar do sistema de teste <i>IEEE</i> de 30 barramentos .....	163
Figura C.3: Esquema unifilar do sistema de teste <i>IEEE</i> de 57 barramentos .....	166
Figura C.4: Esquema unifilar do sistema de teste <i>IEEE</i> de 118 barramentos .....	171



# LISTA DE TABELAS

---

Tabela 4-1: Configurações de medidas iniciais dos sistemas de teste <i>IEEE</i> utilizados nos exemplos...	60
Tabela 4-2: Identificação dos ramos não observáveis redes <i>IEEE</i> utilizadas .....	60
Tabela 4-3: Medidas utilizadas para obter o restabelecimento da observabilidade do sistema .....	62
Tabela 6-1: Configuração de medidas provenientes das <i>PMUs</i> .....	97
Tabela 6-2: Configuração de medida referente à localização de <i>PMUs</i> .....	104
Tabela 6-3: Resultados da função objetivo. ....	113
Tabela 6-4: Combinações relativas à localização das <i>PMUs</i> em cada cenário.....	117
Tabela 6-5: Exemplo das combinações produzidas para o cenário 20 .....	118
Tabela 6-6: Configuração de medida inicial para o sistema de 57 barramentos.....	133
Tabela 6-7: Configuração de medida inicial para o sistema de 118 barramentos.....	135
Tabela 6-8: Tempos de processamento: sistema de 118 com 20% dos barramentos com <i>PMUs</i> . ....	136
Tabela C-1: Dados relativos aos barramentos do sistema de teste de 14 barramentos .....	162
Tabela C-2: Dados das linhas do sistema de teste de 14 barramentos .....	162
Tabela C-3: Dados dos transformadores do sistema de teste de 14 barramentos.....	163
Tabela C-4: Dados dos barramentos com regulação no sistema de teste de 14 barramentos .....	163
Tabela C-5: Dados relativos aos barramentos do sistema de teste de 30 barramentos .....	164
Tabela C-6: Dados das linhas do sistema de teste de 30 barramentos .....	165
Tabela C-7: Dados dos transformadores do sistema de teste de 30 barramentos.....	165
Tabela C-8: Dados dos barramentos com regulação no sistema de teste de 30 barramentos .....	166
Tabela C-9: Dados relativos aos barramentos do sistema de teste de 57 barramentos (1 de 2) .....	167
Tabela C-10: Dados relativos aos barramentos do sistema de teste de 57 barramentos (2 de 2) .....	168
Tabela C-11: Dados dos barramentos com regulação no sistema de teste de 57 barramentos .....	168
Tabela C-12: Dados das linhas do sistema de teste de 57 barramentos (1 de 2) .....	169
Tabela C-13: Dados das linhas do sistema de teste de 57 barramentos (2 de 2) .....	170
Tabela C-14: Dados dos transformadores do sistema de teste de 57 barramentos.....	170
Tabela C-15: Dados relativos aos barramentos do sistema de teste de 118 barramentos (1 de 3)...	172
Tabela C-16: Dados relativos aos barramentos do sistema de teste de 118 barramentos (2 de 3)...	173
Tabela C-17: Dados relativos aos barramentos do sistema de teste de 118 barramentos (3 de 3)...	174
Tabela C-18: Dados das linhas do sistema de teste de 118 barramentos (1 de 4) .....	175
Tabela C-19: Dados das linhas do sistema de teste de 118 barramentos (2 de 4) .....	176

Tabela C-20: Dados das linhas do sistema de teste de 118 barramentos (3 de 4).....	177
Tabela C-21: Dados das linhas do sistema de teste de 118 barramentos (4 de 4).....	178
Tabela C-22: Dados dos transformadores do sistema de teste de 118 barramentos.....	178
Tabela C-23: Dados dos barramentos com regulação no sistema de teste de 118 barramentos .....	179
Tabela C-24 Dados dos shunts no sistema de teste de 118 barramentos .....	179

# LISTA DE ABREVIATURAS

---

*AEP – American Electric Power Service Corporation*

*BIP – Binary Interger Programming*

*BPSO – Binary Particle Swarm Optimization*

*DE - Evolução Diferencial*

*DeFS – Depth First Search*

*EMS – Energy Management System*

*GA – Algoritmo Genético*

*GPS – Global Positioning System*

*IA – Imumme Algorithm*

*IEEE – Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc. (originalmente)*

*ILP – Programação Linear Inteira (Integer Linear Programming)*

*IRLS – Iteratively Reweighted Least Squares*

*LAV – Least Absolute Value*

*LP – Programação Linear*

*ML – Maximum Likelihood (Máximo de Verosimilhança)*

*MSA – Modified Simulated Annealing*

*MSE – Mean Square Error (Erro Médio Quadrático)*

*MT – Média Tensão*

*NR – Newton Raphson*

*NSGA – Non Dominated Sorting Genetic Algorithm*

*OPP – Optimal PMU Placement*

*PDC – Phasor Data Concentrator (Unidade que recolhe os dados provenientes das PMUs)*

*PMU – Phasor Measurement Unit (Unidade de medição fasorial)*

*PNL – Programação Não Linear*

*PSO - Particle Swarm Optimization*

*QC – Quadratic Constant*

*QL – Quadratic Linear*

*RTU – Remote Terminal Unit*

*SA - Simulated Annealing*

*SCADA – Supervisory Control And Data Acquisition*

*SEE* – Sistema Eléctrico de Energia

TI – Transformador de Corrente

*TS* – *Tabu Search*

TT – Transformador de Tensão

*WAN* – *Wide Area Networks*

*WAMS* – *Wide Area Measurement System*

*WLAV* – *Weighted Least Absolute Value*

*WLS* – *Weight Least Square*

# 1

---

## INTRODUÇÃO

### 1.1 Considerações Gerais

Os Sistemas Elétricos de Energia (*SEEs*), estruturas extremamente complexas e de grandes dimensões, foram projetados e têm funcionado de forma conservadora ao longo dos anos. Com a indústria elétrica a passar por múltiplas mudanças e reestruturações com vista à desregulação, muitos dos *SEE* em todo o mundo atravessam mudanças operacionais fundamentais.

Com a reestruturação em curso, os lucros são menos garantidos e algumas entidades do sector elétrico aumentam os trânsitos de potência na rede com objetivo de gerar mais retornos. O sistema de transmissão de energia elétrica que antes era concebido como uma ponte entre a produção e a distribuição, transforma-se numa plataforma de mercado de eletricidade. Integrados em mercados regulados, as empresas que tutelam as redes de transmissão são obrigadas a permitir a utilização dos seus sistemas por outras entidades, garantindo, a todos os intervenientes no mercado energético, produtores, distribuidores, comercializadores e consumidores, acesso às redes e demais infraestruturas.

Os intervenientes no mercado energético, agora mais orientados para objetivos comerciais e não técnicos, requerem informação constante sobre o estado do sistema. O novo ambiente reestruturado introduz, por isso, mais exigências técnicas e financeiras com vista a operar de forma fiável, robusta e eficiente.

Um desafio fundamental é ter um modelo do sistema em tempo real, de modo a que os cálculos realizados com base no modelo do sistema se assemelhem a situação real. O modelo do sistema em tempo real traduz o retrato instantâneo deste, contendo uma quantidade significativa de informação, medidas redundantes, a topologia correta a partir da qual é possível aferir, entre outros,

as medidas derivadas e parâmetros dos elementos do modelo com elevada precisão. Um *EMS* (*Energy Management System*) fornece um vasto conjunto de medições e de aplicações computacionais que permitem a monitorização e o controlo do *SEE*.

A evolução do *SEE* conduziu à necessidade de definir novas metodologias para analisar, prever e prevenir acontecimentos que conduzam ao colapso do sistema. Com a ênfase numa maior utilização destes sistemas, a monitorização da sua dinâmica está a tornar-se cada vez mais importante.

Deste ponto de vista, os principais fatores que potenciaram as necessidades das entidades do sector elétrico e as ofertas no âmbito dos sistemas de monitorização, controlo e proteção em larga escala dos *SEEs* são:

- As pressões económicas sobre o mercado de eletricidade e sobre operadores do sistema forçando-os a maximizar a utilização de equipamento, que muitas vezes significa funcionamentos muito próximos dos limites do sistema e dos seus componentes;

- A garantia e fiabilidade do fornecimento de energia cada vez mais essenciais numa sociedade progressivamente mais consumista. Toda a interrupção de fornecimento acarreta geralmente custos consideráveis e a ocorrência do colapso do sistema torna-se cada vez mais dispendiosa;

- As perturbações em larga escala que ocorreram na última década forçaram as entidades do sector elétrico a projetar esquemas de proteção para contrariar a instabilidade da tensão, angular ou da frequência, para aperfeiçoar técnicas de *damping* ou para outros propósitos específicos, como a saída de serviço em cascata das linhas. Existe uma crescente preocupação com a segurança física das redes elétricas, que tradicionalmente não era considerada no planeamento das redes.

O trabalho de investigação desenvolvido pela comunidade científica tem contribuído de forma significativa para o conhecimento de fenómenos relacionados com os incidentes nos sistemas elétricos, nomeadamente os que conduzem a *blackouts*.

Têm sido desenvolvidos ou estão em estudo e/ou em desenvolvimento métodos para contrariar estes incidentes, promovendo ações de controlo e proteção mais rápidas e eficientes, necessárias para impedir a ocorrência de se propagar.



Perante este cenário, que impõe severas restrições de funcionamento ao operador de sistema torna-se necessário uma constante evolução nos métodos e instrumentos dedicados à monitorização e ao controlo da operação dos *SEEs*, em tempo real.

O elevado grau de desenvolvimento tecnológico que se pode observar nos últimos anos, nomeadamente no que diz respeito aos sistemas de comunicação utilizados na transmissão dos dados e também na possibilidade de sincronização dos mesmos, tornam possível a planificação de novas soluções de monitorização e controlo dos *SEEs*.

Novas tecnologias têm surgido, tendo-se evidenciado a Medição Fasorial Sincronizada.

Este novo sistema de medição destaca-se pelo uso das Unidades de Medição Fasorial, mais conhecidas como *PMUs* (*Phasor Measurement Units*).

As *PMUs* permitem a realização da medição de grandezas fasoriais em instalações geograficamente distantes por utilizarem uma fonte eficaz de sincronização, fornecida pelo sistema *GPS* (*Global Positioning System*), conseguem uma taxa de amostragem até 60 medidas por segundo e com elevada precisão angular, preenchendo assim os requisitos da maioria das aplicações de monitorização e controlo. Tais características vêm ao encontro das necessidades tecnológicas atuais e representam um novo paradigma para a supervisão e controlo do sistema em tempo real.

Este tipo de medição fasorial sincronizada também estabelece novas possibilidades para as funções do Estimador de Estado.

O Estimador de Estado constitui um elemento chave dos modernos sistemas *EMS*: Um estimador de estado utiliza as entradas e o modelo do sistema para obter e representar os estados do sistema elétrico (sobretudo as amplitudes e ângulos de fase das tensões).

Existem vários tópicos em estudo com vista à melhoria da precisão da estimação de estado em *SEEs*. É, nomeadamente, necessário a aquisição de informação com mais precisão e taxas de atualização dessa informação mais rápidas do que as facultadas pelos sistemas *SCADA* tradicionais.

O trabalho desenvolvido e apresentado nesta tese analisa como a nova tecnologia das unidades de medição fasorial (*Phasor Measurement Units*) pode ser utilizada para melhorar a estimação de estado em SEEs.

## 1.2 Motivação: definição do problema

Considerando que o sistema de medição fasorial sincronizada abre novas perspectivas de aplicação no que concerne à melhoria da segurança na operação dos SEEs, algumas questões relevantes são prontamente identificadas:

- Considerando que as unidades de medição fasorial se encontram disponíveis, e reconhecendo que fornecem medidas diretas de elevada qualidade do estado do sistema, como integrar estas medidas aos estimadores de estado em uso e quais os impactos causados?
- O estimador de estado poderia basear-se em exclusivo nas medidas provenientes das unidades de medição fasorial?
- Sendo a análise da observabilidade o primeiro passo na determinação do estado estimado do sistema, poderão ser utilizadas medidas fasoriais com o objetivo de garantir a observabilidade do sistema, dado um conjunto de medidas convencionais SCADA insuficiente?
- Nos sistemas de transmissão, a utilização de medidas de corrente degradam a qualidade da estimativa por problemas numéricos com a matriz jacobiana de medidas. Como contornar este problema, possibilitando o uso de medidas fasoriais de corrente no processo da estimação de estado?
- A utilização de métodos, como o método dos mínimos quadrados ponderados, na estimação de estado, pode originar problemas de convergência ou instabilidade numérica que deterioram a qualidade do estado estimado, principalmente perante medidas de corrente ou pela pouca redundância de medida. Qual o efeito na convergência ou na estabilidade numérica do processo da estimação de estado perante a utilização de medidas fasoriais sincronizadas?

## 1.3 Objetivos da Tese

Pretendeu-se neste trabalho essencialmente:

- Caracterizar as vantagens e expectativas da aplicação prática de *PMUs* em estimadores de estado em *SEEs*;
- Aperfeiçoar o processo de Estimação de Estado, relativamente à integração de medidas fasoriais sincronizadas, nomeadamente, avaliando as características dos sistemas de medição fasorial sincronizada em relação aos sistemas de medição convencionais atualmente disponíveis, à precisão das medidas provenientes das *PMUs*, às possibilidades de melhoria dos resultados da estimação de estado com os processos de estimação de estado convencionais existentes;
- Desenvolver métodos que incorporem medidas fasoriais sincronizadas no processo da estimação de estado;
- Avaliar a influência das medidas fasoriais sincronizadas no processo de estimação de estado, quer em termos de precisão da estimativa do estado quer em termos de desempenho do estimador relativamente às questões de convergência e instabilidade numérica.

Com o trabalho desenvolvido e apresentado nesta tese pretendeu-se, fundamentalmente, obter as respostas às questões levantadas no ponto anterior.

## 1.4 Estrutura da Tese

Com vista à apresentação do trabalho desenvolvido, a tese foi estruturada em 7 capítulos e um conjunto de 3 anexos, identificados pelas letras A, B e C.

Este primeiro capítulo apresenta uma contextualização do tema, destacando as questões principais que o trabalho se propõe tratar, os objetivos a alcançar, justificando assim a razão do trabalho desenvolvido.

O capítulo seguinte apresenta um estudo do estado da arte da Estimação de Estado em SEE. É incluída uma revisão bibliográfica que permite uma visão da evolução e progresso dos algoritmos de estimação de estado desenvolvidos nas últimas 3 décadas.

A formulação matemática do método do Mínimos Quadrados Ponderados (WLS) que é utilizado no processo da estimação de estado convencional é apresentada neste capítulo.

No Capítulo 3 são explorados os sistemas de medição fasorial. É apresentado um estudo do estado da arte relativo aos sistemas de medição fasorial, abordando diversos aspetos, nomeadamente relacionados com o aparecimento desta nova tecnologia, identificação dos mais recentes desenvolvimentos que envolvem estes sistemas e as aplicações relevantes.

Sendo a utilização de medidas fasoriais na estimação de estado um dos objetivos principais deste trabalho, é dado, neste capítulo, uma especial ênfase ao estado da arte da utilização deste tipo de medidas pelo estimador de estado.

O Capítulo 4 apresenta uma metodologia de análise da observabilidade do sistema e da restituição da mesma, utilizando medidas provenientes de PMUs, quando o conjunto de medidas convencionais SCADA inicial por si só não garante a observabilidade do sistema. São explorados alguns exemplos onde é aplicada a metodologia descrita.

O Capítulo 5 inclui uma descrição pormenorizada dos modelos matemáticos considerados na temática de incorporar medidas fasoriais na estimação de estado. O capítulo inicia-se com uma abordagem em que o conjunto de medidas a ser utilizado no problema da estimação de estados pelo método WLS é constituído por medidas convencionais provenientes do sistema SCADA e novas medidas provenientes de PMUs que se encontram distribuídas pelo sistema. Outra abordagem, também apresentada neste capítulo, é a de utilizar as medidas provenientes das PMUs numa etapa de pós-processamento da estimação de estado convencional. Esta etapa consiste em aplicar ao resultado do estimador de estado convencional um estimador de estado linear baseado em medidas provenientes das PMUs. Neste capítulo é também caracterizada a utilização de medidas fasoriais de corrente no processo da estimação de estado, nomeadamente como tratar a inclusão destas medidas sem que degradem a qualidade da estimativa devido a problemas numéricos associados à caracterização da matriz jacobiana de medidas.

No Capítulo 6 são discutidos, em detalhe, os pormenores de implementação das funcionalidades que se considerou integrarem o(s) algoritmo(s) de estimação de estado em estudo. Apresenta uma avaliação do funcionamento do estimador de estado. Esta avaliação é feita com base em simulações numéricas realizadas na plataforma de simulação desenvolvida especificamente para este efeito. Após descrição da simulação efetuada, são apresentados vários exemplos de aplicação dos algoritmos desenvolvidos, sendo usadas, para o efeito, as redes de teste *IEEE 14* barramentos, *IEEE 30* barramentos, *IEEE 57* barramentos e *IEEE 118* barramentos.

O Capítulo 7 conclui a tese, apresentando as suas maiores contribuições. São também identificados os pontos mais interessantes, que poderão ser objeto de trabalho futuro.

No Anexo A é feita uma descrição detalhada relativa às equações correspondentes aos elementos da matriz jacobiana de medida, representados na forma polar.

O Anexo B apresenta métodos de factorização de matrizes usados no trabalho, nomeadamente o método de Cholesky e a factorização ortogonal usados na inversão de matrizes esparsas, como a matriz jacobiana de medida.

Finalmente, o Anexo C contém os dados base dos sistemas de teste do *IEEE* utilizadas, nomeadamente as características elétricas do sistema: níveis de tensão e parâmetros de linhas e de transformadores.



# 2

---

## ESTIMAÇÃO DE ESTADO EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE ENERGIA

### 2.1 Introdução

Neste capítulo apresenta-se uma revisão ao estado da arte do que rodeia o conceito da Estimação de Estado em *SEEs*. Os assuntos abordados vão desde o historial, dos primeiros trabalhos publicados neste contexto, passando pelas questões técnicas relativas aos algoritmos de estimação de estado desenvolvidos, técnicas de processamento de erros grosseiros, utilização de medidas fasoriais nos algoritmos de estimação de estado, bem como aplicações destas medidas na monitorização de sistemas de grandes dimensões.

No segundo quartel do século passado, a energia elétrica tornou-se um bem de consumo disponível em larga escala e, com vista a assegurar as exigências de qualidade, continuidade e segurança que garantam o funcionamento do sistema num estado seguro, a tendência no funcionamento dos sistemas tem-se caracterizado pela incorporação, nos centros de controlo para a condução da rede, de funções que visam a avaliação em tempo real da segurança.

O funcionamento destes centros de controlo exige, nomeadamente, a recolha de informação sobre medidas, estrutura topológica e alarmes de todas as instalações do sistema. O desempenho das funções de monitorização e análise de segurança de um sistema depende da disponibilidade de informações que traduzam o real estado do sistema. O sucesso das ações de controlo efetuadas sobre um *SEE* está intimamente ligado com a precisão com que é conhecido a cada instante o verdadeiro estado do sistema.

Por outras palavras, é muito importante o estimador de estado efetuar o tratamento integrado de toda a informação disponível, de modo a obter uma base de dados completa, coerente e fiável que permita determinar o modelo em tempo real do sistema e que sirva de base para a tomada de decisões relativas à condução da rede e à análise da respetiva segurança (Figura 2.1). Este é o objetivo principal da Estimação de Estados em *SEE*.

O Estimador de Estados permite que o operador do sistema monitorize as condições de funcionamento do sistema a partir de dados recolhidos em tempo real. Além disso, o estimador de estados propicia a correção destes dados, através de metodologias de deteção e identificação e eliminação de erros grosseiros, pode também ser dotado de ferramentas de análise da observabilidade com vista à avaliação da qualidade da base de dados utilizada. Por este motivo, é cada vez mais consensual, a estimação de estado ser considerada a ferramenta básica de apoio ao operador do sistema.

Nos novos ambientes reestruturados, que englobam os vários participantes do mercado de energia elétrica, a Estimação de Estados assume um papel ainda mais importante. Este novo contexto contrapõe a crescente exigência de garantia da segurança na condução da rede que é da responsabilidade do operador do sistema, à tendência de uma cada vez menor disponibilidade, em tempo útil, de informações relativas ao desempenho operacional das empresas intervenientes no mercado energético.

Simultaneamente a esta condição desfavorável, surgem novas tecnologias que atuam na procura de soluções aos problemas que se apresentam. Existem vários tópicos em estudo com vista à melhoria da precisão da estimação de estado em *SEE*. Para tal, torna-se necessária a aquisição de informação com mais precisão e taxas de atualização dessa informação mais rápidas do que as facultadas pelos sistemas *SCADA* tradicionais. É neste contexto que surgem as unidades de medição fasorial sincronizada (*PMUs*).

As *PMUs* constituem uma das mais recentes tecnologias utilizadas na melhoria do funcionamento dos *SEEs*. São unidades de medida que são colocadas em pontos estratégicos do sistema e que são responsáveis pela aquisição sincronizada no tempo, dos fasores das tensões nos barramentos e das correntes nas linhas adjacentes, disponibilizando estas grandezas para as diversas aplicações, nomeadamente para a estimação de estado.



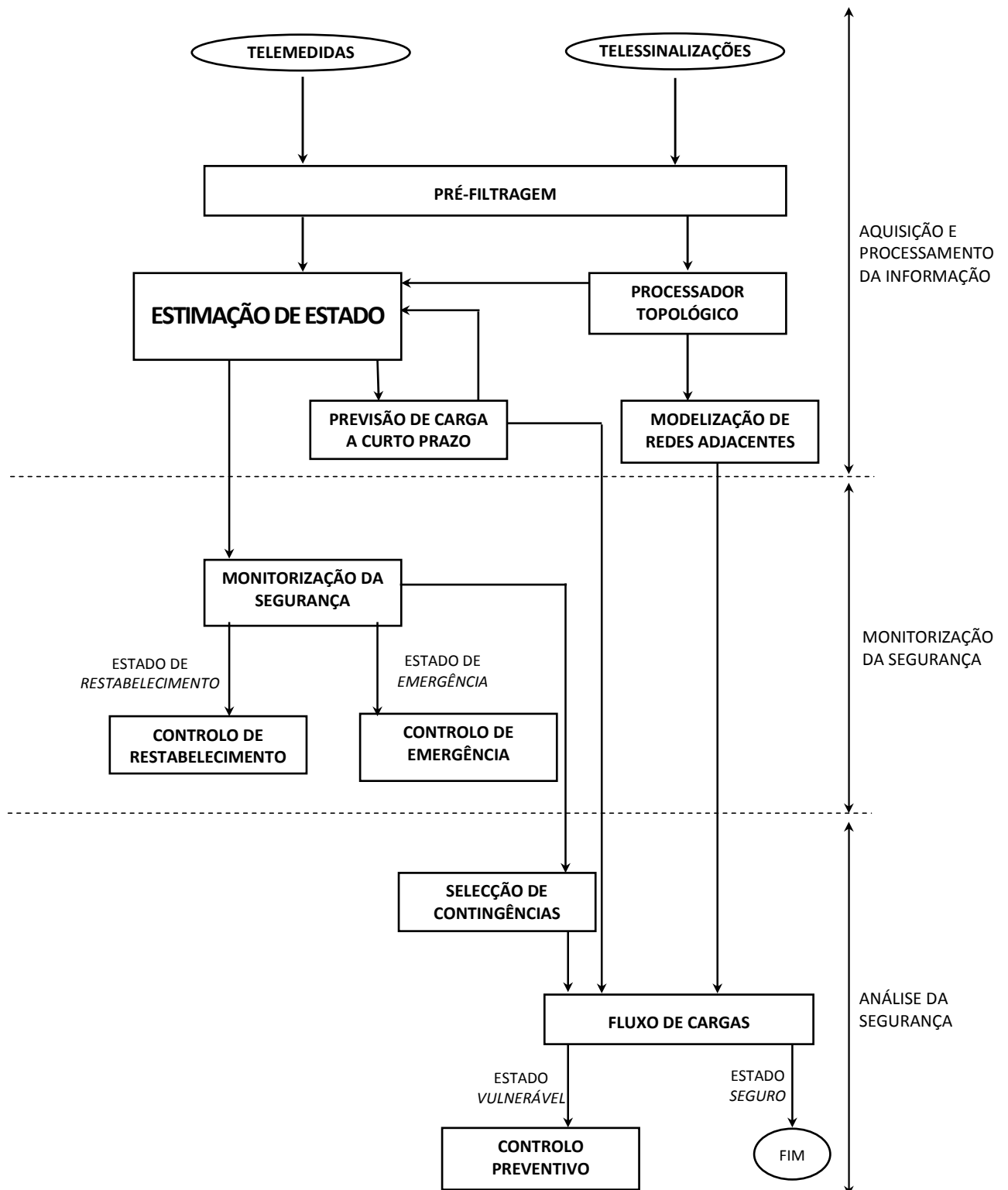


Figura 2.1: A Estimação de Estado e Análise de Segurança de um SEE (adaptado de [1])

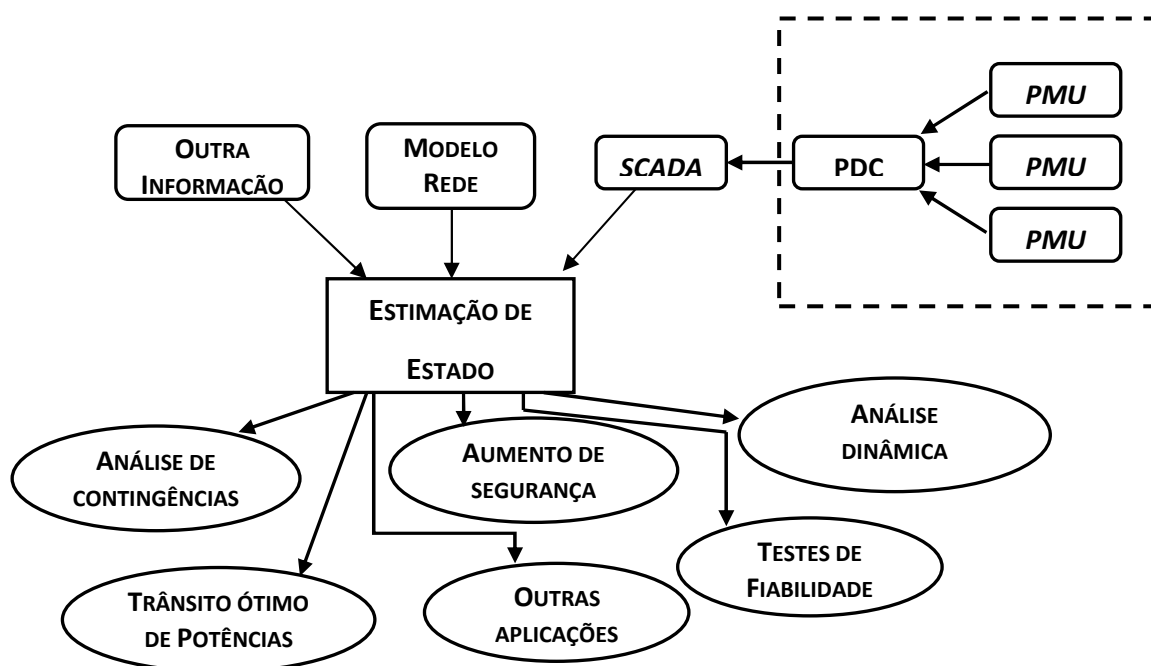


Figura 2.2: O papel da Estimação de Estado no funcionamento do SEE (adaptado de [2])

No Capítulo 3 é feita uma descrição mais detalhada das unidades de medição fasorial sincronizada (PMU) e dos sistemas GPS utilizados por estas. É analisado como esta nova tecnologia pode ser utilizada na melhoria da estimação de estado em Sistemas Elétricos de Energia.

## 2.2 Revisão Bibliográfica: Estimação de Estado

Este ponto revê o trabalho de investigação e estudos que foram feitos na área da estimação de estados de Sistemas Elétricos de Energia. Apresenta os trabalhos mais importantes desenvolvidos, relacionados com os algoritmos de estimação de estado e técnicas de processamento de erros grosseiros desenvolvidas para identificar e eliminar dados com erros.

### 2.2.1 Evolução da técnica de estimação de estado

*Fred C. Schweppe* introduziu em [3-5] o conceito de estimação de estado em sistemas elétricos. *Fred C. Schweppe* e *J. Wildes* desenvolveram o método dos mínimos quadrados para a estimação de estado. Em [3] apresentam a discussão e modelação do problema da estimação de

estado, e da metodologia interativa utilizada para resolver o problema. *Robert E. Larson e todos* em [6] implementaram a técnica da estimação de estado num caso de estudo com um sistema de maiores dimensões para demonstrar a sua aplicabilidade prática. A sua contribuição, contudo, só era aplicável à estimação de estado estática não podendo ser utilizada na tomada de decisões em tempo real. *S. Debs e Robert E. Larson* em [7] propuseram um método baseado no filtro de *Kalman* para a estimação de estado dinâmica. Propuseram a inclusão da componente do comportamento no tempo do estado do sistema na formulação do problema de forma a introduzir o seu carácter dinâmico. A implementação prática de técnicas de estimação de estado em *SEEs* foi reportada em [8, 9]. São apresentadas em [10] ferramentas da estimação de estado moderna melhoradas em termos de visualização permitindo uma melhor compreensão da situação e consequente tomada de decisão mais rápida e eficaz.

### 2.2.2 Métodos para a Estimação de Estado

Para este trabalho de investigação é importante rever a bibliografia relacionada com diferentes tipos de métodos para a estimação de estado que têm sido desenvolvidos ao longo do tempo. A aplicação da estimação de estado tal como processamento de erros grosseiros nos dados são também analisados nesta secção.

#### 2.2.2.1 Método dos mínimos quadrados ponderados (*WLS*)

*Fred C. Schweppe e J. Wildes* [3] desenvolveram inicialmente um modelo matemático para o problema da estimação de estado. Foi utilizado o método dos mínimos quadrados ponderados para resolver o problema da estimação de estado. O método desenvolvido minimizava a soma ponderada dos quadrados da diferença entre os valores medidos e os valores estimados.

O peso atribuído a cada medida é obtido a partir da precisão do dispositivo e denominado de desvio padrão da medida. Às medidas com maior precisão são atribuídos pesos maiores de maneira que no processo da estimação possam influenciar a solução baseando-se num elevado grau de confiança das medidas de elevada precisão. O método *Full Newton Raphson (NR)* foi usado para a linearização e resolução iterativa dos estados do sistema. A formulação *Fast Decoupled* do método *WLS* [11, 12] foi mais tarde desenvolvida, requerendo menos memória e apresentando-se computacionalmente mais rápida do que o método *WLS Full Newton Raphson*.

*H.M. Merrill e todos* em [13] propuseram um método de supressão de dados com erros grosseiros baseado na constante quadrática e no método *WLS*. Os dados afetados de erros grosseiros são suprimidos num passo de pós-processamento depois das iterações do método *WLS*.

A. Monticelli e todos em [14] apresentaram um método melhorado de processamento de dados afetados de erros grosseiros para o método *WLS* considerando a coerência entre medidas com maior resíduos normalizados com as restantes medidas.

S.Y. Lin em [15] propôs um método para executar uma estimação de estado distribuída usando método *WLS*. A estimação de estado é executada distribuindo a rede por vários computadores.

A. Monticelli em [16] desenvolveu um método inovador de incluir o estado dos interruptores no conjunto de medidas no método *WLS*. Os erros grosseiros introduzidos devido ao estado dos interruptores são tratados, por imposição de restrições relativas ao estado e aos erros analógicos destes.

Jie Wan e todos em [17] propuseram uma abordagem diferente para realizar estimação de carga numa rede de distribuição não equilibrada utilizando o método *WLS*.

Shan Zhong e todos em [18] desenvolveram um método para atualizar os pesos no método *WLS* com base nas variâncias obtidas de medidas de resíduos. A sua aplicação foi alargada para afinar os pesos automaticamente no processo *online*.

J. H. Teng em [19] propuseram um método para incluir medidas de corrente no método *WLS* quer para sistemas de distribuição quer de transmissão. Foram efetuadas comparações em diferentes casos de teste para a abordagem *WLS* com ou sem recurso à formulação *fast decoupled*.

F. Shabani e todos em [20] utilizaram a lógica fuzzy no estimador de estado *WLS* com objetivo de melhoria da precisão.

#### 2.2.2.2 *Least Absolute Value Method*

M. R. Irving, R. C. Owen e M. J. H. Sterling em [21] estudaram o método *Least Absolute Value (LAV)* na resolução do problema da estimação de estado. A função objetivo de minimização deste método é a soma dos valores absolutos das diferenças entre as grandezas medidas e estimadas com restrições de equações de medidas. Foram utilizadas técnica de programação linear para formular e resolver o problema como um problema de programação linear.

W. W. Kotiuga e M. Vidyasagar em [22] desenvolveram o estimador de estado *Weighted Least Absolute Value (WLAV)* apresentando-o como mais robusto que o método *WLS*. Possui propriedades inerentes de identificação e eliminação de dados afetados de erros grosseiros.

A. Abur e M. K. Celik em [23, 24] desenvolveram uma versão mais rápida e eficiente do método *WLAV*. Esta nova versão além de consumir menos tempo computacional de simulação também é capaz de resolver o problema dos pontos de alavancamento, *leverage points*, presentes no método descrito em [22].

A. Abur e M. K. Celik em [25] também introduziram as restrições de igualdade e desigualdade no resíduo de medida (diferença entre o valor medido e o estimado) para resolver o problema LAV utilizando o método *Simplex* de programação linear. Os seus esforços aumentaram a confiabilidade na estimação de estado LAV pela melhoria no desempenho e aumento na eficiência computacional do algoritmo.

N. K. Karmakar em [26] desenvolveu o método do ponto interior, *the interior point method* para resolução do problema de programação linear.

H. Singh e F. L. Alvarado em [27] aplicaram o método do ponto interior de resolução do problema de programação linear ao problema da estimação de estado LAV. Conseguiram demonstrar que este método é mais eficiente que o método simplex em termos de convergência e tempo computacional.

R. A. Jabr e B. C. Pal em [28] utilizaram o método de *Newton-Raphson* na resolução do problema LAV. Aplicaram o método de implementação dos mínimos quadrados ao problema WLAV sem utilizar técnicas de programação linear.

### 2.2.2.3 *M-Estimators*

*M-Estimators* são estimadores de máximo de verosimilhança (ML) que minimizam uma função objetivo expressa como função da diferença entre os valores medidos e estimados com restrições impostas à equação pelas medidas.

E. Handschin, F. Schweppe, J. Kohlas e A. Fitcher em [29] introduziram funções objetivo baseadas na constante quadrática, *Quadratic Constant (QC)*, linear quadrática, *Quadratic Linea (QL)*, e raiz quadrada *Square Root (SR)* para estimadores tipo *M*. Estes métodos são concebidos para suprimir os dados afetados de erros dentro do processo iterativo de solução do problema de estimação de estado. Todos os métodos de estimação de estado têm como objetivo a minimização da diferença entre grandezas medidas e estimadas. Produzem uma saída que possui as amplitudes e ângulos de fase das tensões nos barramentos e os valores estimados das medidas. A informação adicional acerca do sistema pode ser calculada através destes valores.

### 2.2.2.4 Métodos de processamento de dados afetados de erros

O processamento de dados afetados de erros é um dos problemas que pode ser solucionado com a estimação de estado. Algumas das fontes de introdução de erros nas medidas são devido a interferências nos sistemas de comunicação, dispositivos de medidas que medem incorretamente, não simultaneidade das medidas, etc [30].

Os algoritmos de estimação de estado utilizam diferentes técnicas de processamento dos erros nas medidas.

No método *WLS* o processamento de erros nas medidas é efetuado como um passo de pós-processamento. O teste do chi-quadrado [30] é utilizado depois da estimação de estados pelo método *WLS* com o objetivo de detetar a presença de erros nas medidas. O teste utiliza a soma ponderada dos quadrados dos resíduos e uma probabilidade de erro limiar para detetar a presença de dados afetados de erros. O teste do maior resíduo normalizado e o teste de hipóteses são métodos de detecção e identificação [31] que foram desenvolvidos para identificar os dados afetados de erros. No teste do maior resíduo normalizado [32] os resíduos normalizados são calculados dividindo o valor absoluto de cada resíduo (diferença entre o valor medido e estimado) pelo elemento correspondente na diagonal da matriz de covariância. O maior entre os resíduos normalizados é o escolhido e comparado com valor limiar de detecção. A medida é removida se o correspondente resíduo normalizado ultrapassar o limiar de identificação e a estimação de estado *WLS* é novamente executada com vista a obter melhores estimativas. Identificação por testes de hipóteses [31] é um método melhorado de identificação de dados afetados de erros que pode lidar com várias medidas afetadas com base na estimativa de erros de medição. Este método usa dois tipos de hipóteses para tomar decisão de aceitar ou rejeitar uma regra. As duas hipóteses são complementares entre si. Por exemplo, se duas das seis medidas têm resíduos normalizados maiores que o limiar estabelecido, então as regras podem ser: (i) medida 1 com presença de erros e medida 2 com ausência de erros. (ii) medida 2 com presença de erros e medida 1 com ausência de erros (iii) Ambas as medidas com presença de erros. A metodologia utilizada para verificar qual das hipóteses é verdadeira consiste em remover a medida afetada de erro, estimar o estado da rede, e seguidamente verificar a veracidade da hipótese através da análise dos resultados da estimação de estado. Depois de implementar todas as hipóteses, o teste do chi-quadrado podem ser empregues para detetar a presença de medidas afetadas de erros. Se o teste do chi-quadrado falhar, então a hipótese é verdadeira, caso contrário ela é falsa.

Os estimadores *M* e métodos *LAV* têm, inerente, recursos de processamento de medidas afetadas de erros, que os tornam métodos mais robustos do que os tradicionais métodos *WLS*.

## 2.3 Formulação Matemática: Estimação de Estado convencional

A estimação de estado é uma técnica utilizada para capturar as condições de funcionamento em tempo real, ou estados do sistema, de um sistema elétrico de energia. Num sistema de  $N$  barramentos, haverá  $2N-1$  variáveis de estado estimadas do sistema. Isto contabiliza uma variável para a amplitude da tensão por cada barramento e uma variável relativa ao ângulo de fase por cada barramento menos um. O ângulo de fase do barramento não contabilizado é assumido como zero e o barramento correspondente é considerado o barramento de referência, ou de compensação do sistema. O vetor estado será organizado de modo a que os ângulos de fase sejam representados em primeiro lugar, seguidos das amplitudes das tensões nos barramentos de acordo com:

$$x = [\delta_2, \delta_3, \dots, \delta_N, V_1, V_2, \dots, V_N]^T \quad (2.1)$$

O estimador de estado assimila as medidas provenientes do sistema e utiliza-as para estimar o estado do sistema. Como se trata de uma estimativa, existirão erros associados a cada medida. A relação matemática é expressa por:

$$z = h(x) + e \quad (2.2)$$

ou seja,

$$\begin{bmatrix} z_1 \\ z_2 \\ \dots \\ z_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} h_1(x_1, x_2, \dots, x_n) \\ h_2(x_1, x_2, \dots, x_n) \\ \dots \\ h_m(x_1, x_2, \dots, x_n) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} e_1 \\ e_2 \\ \dots \\ e_m \end{bmatrix} \quad (2.3)$$

onde:

$z^T = [z_1, z_2, \dots, z_m]$  é o vetor das medidas, com dimensão de  $m$

$h^T = [h_1(x), h_2(x), \dots, h_n(x)]$  é a função não linear que relaciona o vetor estado às medidas

$e^T = [e_1, e_2, \dots, e_m]$  é o vetor dos erros de medida

Relativamente ao vetor dos erros de medida e considerando ausência de erros grosseiros, adota-se a seguinte modelização estatística:

$$e \sim N(0, R), \text{ com } R = \text{diag}(\sigma_i^2) \quad (2.4)$$

onde  $\sigma_i$  representa o desvio padrão do ruído da  $i$ -ésima medida e é calculado de forma a refletir a precisão esperada do correspondente equipamento de medida utilizado. Admitir-se-á que as componentes de  $e$  são não correlacionadas ou seja, os erros de medida são independentes,

$E[e_i e_j] = 0$  e desta forma,  $Cov(e) = E[e \cdot e^T] = R$  e  $R = diag\{\sigma_1^2, \sigma_2^2, \dots, \sigma_m^2\}$ , sendo então, a matriz covariância do erro de medida  $R$  uma matriz diagonal com a variância das medidas como elementos.

A obtenção da estimativa para o vetor de estado do sistema, pelo método dos Mínimos Quadrados Ponderados (método *WLS*), consiste na determinação de um vetor que minimize a função objetivo:

$$\begin{aligned} J(x) &= \sum_{i=1}^m \frac{(z_i - h_i(x))^2}{R_{ii}} \\ &= [z - h(x)]^T R^{-1} [z - h(x)] \end{aligned} \quad (2.5)$$

Essa estimativa deverá, no mínimo, satisfazer as condições de otimalidade de primeira ordem, como expresso em:

$$g(x) = \frac{\partial J(x)}{\partial x} = -2H^T(x)R^{-1}[z - h(x)] = 0 \quad (2.6)$$

em que  $H(x)$  é a matriz jacobiana de  $h(x)$  avaliada para  $x$ , isto é:

$$H(x) = \left[ \frac{\partial h(x)}{\partial x} \right] \quad (2.7)$$

Dada a não linearidade de  $h(x)$ , expandindo a função não linear  $g(x)$  na sua série de Taylor em torno do vetor estado  $x^k$ , obtém-se:

$$g(x) = g(x^k) + G(x^k)(x - x^k) + \dots = 0 \quad (2.8)$$

Desprezando os termos de ordem superior, chega-se a uma equação que traduz um processo iterativo conhecido por Método de Gauss-Newton de acordo com:

$$x^{k+1} = x^k - [G(x^k)]^{-1} \cdot g(x^k) \quad (2.9)$$

em que  $x^0$  é a estimativa inicial para arranque do processo iterativo,  $k$  é o contador de iterações,  $x^k$  corresponde ao vetor solução na iteração  $k$  e  $G(x^k)$  é a matriz de ganho, onde:

$$G(x^k) = \frac{\partial g(x^k)}{\partial x} = H^T(x^k) \cdot R^{-1} \cdot H(x^k) \quad (2.10)$$

onde

$$[x^{k+1} - x^k] = \Delta x^{k+1} \quad (2.11)$$



As iterações sucedem-se até que se verifique o critério de paragem. A primeira condição de paragem do processo iterativo é exceder o número máximo permitido de iterações enquanto a segunda condição de paragem do processo iterativo é a baseada nas variações sucessivas de  $x$  se encontrarem dentro de um limite definido como aceitável:

$$\max_i \left| \delta_i(k) - \delta_i(k-1) \right| < \varepsilon_\theta \quad i = 1, \dots, N-1 \quad (2.12)$$

$$\max_i \left| V_i(k) - V_i(k-1) \right| < \varepsilon_V \quad i = 1, \dots, N \quad (2.13)$$

onde  $N$  é o número de barramentos do sistema.

O arranque do processo iterativo, determinado pelos valores de inicialização das tensões, requer a caracterização da estimativa inicial  $x^0$  do vetor estado do sistema. O vetor  $x^0$  poderá ser escolhido essencialmente de duas maneiras:  $x^0$  poderá corresponder à última solução para o vetor estado obtida pelo estimador se for garantido não terem ocorrido alterações significativas no estado da rede desde a última vez que o estimador foi executado, ou poderá ser utilizada uma estimativa inicial correspondendo a valores de amplitude de tensão de 1 p.u. ( $|V_i| = 1$  p.u. com  $i = 1, 2, \dots, N$  barramentos) e ângulos de fase das tensões colocados a zero ( $\delta_i = 0$  rad com  $i = 1, 2, \dots, N$  barramentos), designado por *flat start*.

Na estimação do vetor de estado pelo método dos mínimos quadrados ponderados (WLS), pretende-se obter o vetor de estado  $x$  que minimiza a função objetivo  $J(x)$ , isto é:

$$\min J(x) = \frac{\partial J(x)}{\partial x} \bigg|_{x=\hat{x}} = -2 \left( H(\hat{x}) \right)^T R^{-1} [z - h(\hat{x})] = 0 \quad (2.14)$$

Atendendo a que  $z = h(x) + e$  a equação (2.14) pode escrever-se como:

$$H^T R^{-1} [h(x) + e - h(\hat{x})] = 0 \quad (2.15)$$

( $H(x) = H$  para simplificar)

Considere-se o desenvolvimento em série de  $h(x)$  em torno do valor estimado de  $x$ , para o vetor de estado:

$$h(x) = h(\hat{x}) + H \delta_x + O\left(\|\delta_x\|^2\right) \quad (2.16)$$

em que o erro da estimação do vetor de estado do sistema será:

$$\delta_x = x - \hat{x} \quad (2.17)$$

Desprezando os termos de ordem superior a dois em (2.16) tem-se:

$$h(x) = h(\hat{x}) + H \delta_x \quad (2.18)$$

Assumindo valores pequenos para  $\delta_x$ , a linearização de  $h(x)$  em torno do valor estimado de  $x$ , resulta da equação (2.15) que:

$$H^T R^{-1} H \delta_x + H^T R^{-1} e = 0 \quad (2.19)$$

Assumindo que a matriz  $H^T R^{-1} H$  é invertível vem:

$$\delta_x = -\sum_x H^T R^{-1} e \quad (2.20)$$

onde

$$\sum_x = [H^T R^{-1} H]^{-1} \quad (2.21)$$

Esta linearização, na ausência de erros grosseiros, justifica-se pela reduzida amplitude do ruído de medida. Sendo o erro da estimação suficientemente pequeno, é possível limitar, ao termo de primeira ordem, o desenvolvimento em série da equação de medida.

Para além do erro da estimação  $\delta_x$ , é importante também analisar o erro da estimação das grandezas medidas  $\delta_h$ , que é definido pela diferença entre o verdadeiro valor das medidas  $h(x)$  e o valor estimado  $h(\hat{x})$

$$\delta_h = h(x) - h(\hat{x}) \quad (2.22)$$

Tendo em conta a linearização referida em (2.18) obtém-se:

$$\delta_h = H \delta_x = -H [H^T R^{-1} H]^{-1} H^T R^{-1} e = -S e \quad (2.23)$$

onde, a matriz sensibilidade dos erros de estimação das grandezas medidas, aos erros de medida é dada por:

$$S = H [H^T R^{-1} H]^{-1} H^T R^{-1} \quad (2.24)$$

Os resíduos de medida constituem outra grandeza importante na análise de erros grosseiros e são obtidos pela diferença entre os valores medidos  $z$  e os respetivos valores estimados  $h(\hat{x})$ :

$$r = z - h(\hat{x}) \quad (2.25)$$

e, atendendo às equações (2.3), (2.22) e (2.23), obtém-se:

$$\begin{aligned} r &= h(x) + e - h(\hat{x}) \\ &= H \delta_x + e = -H [H^T R^{-1} H]^{-1} H^T R^{-1} e + e \\ &= [I - H (H^T R^{-1} H)^{-1} H^T R^{-1}] e \\ &= W e \end{aligned} \quad (2.26)$$

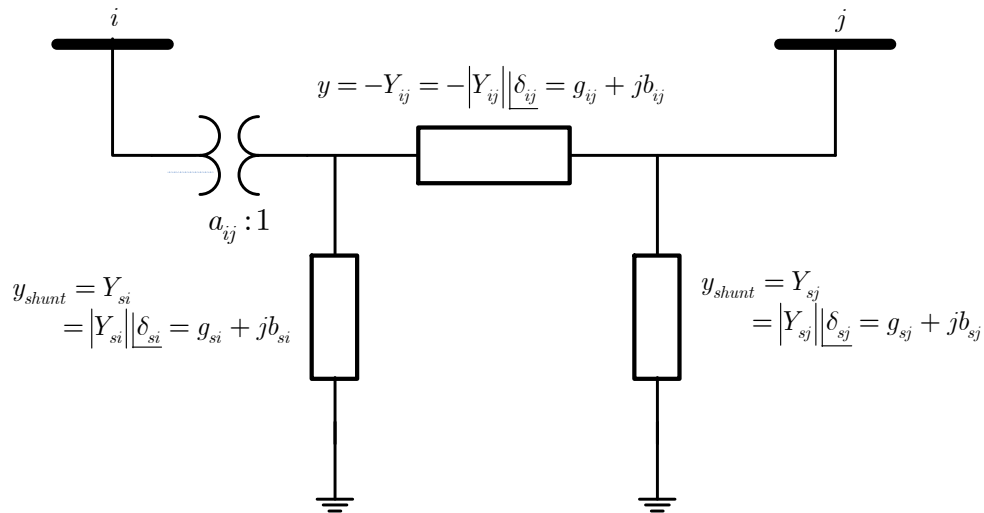
onde a matriz sensibilidade dos resíduos aos erros de medida é definida como:

$$W = I - H (H^T R^{-1} H)^{-1} H^T R^{-1} \quad (2.27)$$

É de notar que, em situações reais de utilização do estimador de estado, as únicas grandezas que podem ser efetivamente calculadas após a estimativa do vetor de estado do sistema, são os resíduos de medida, uma vez que o verdadeiro valor das medidas (assim como o verdadeiro valor do vetor de estado) será sempre desconhecido.

## 2.4 Estimação de estado WLS: abordagem com medidas convencionais

Os cinco tipos de medidas convencionais utilizadas em estimação de estado correspondem aos trânsitos de potências ativas e reativas nas linhas, às injeções nos barramentos de potências ativas e reativas e as amplitudes das tensões nos barramentos provenientes do sistema SCADA. Para que estas medidas possam ser utilizadas no estimador de estado é necessário desenvolver um modelo matemático para as mesmas. É considerado o modelo em  $\pi$  da linha de transmissão que liga os barramentos  $i$  e  $j$ . A admitância série entre estes barramentos é definida como  $g_{ij} + jb_{ij}$  enquanto a admitância shunt entre qualquer barramento e a terra é definida por  $g_{sk} + jb_{sk}$ .  $a_{ij}$  é a posição da tomada do transformador que liga o barramento  $i$  ao  $j$ , que neste caso sendo uma linha de transmissão  $a_{ij} = 1$ .



**Figura 2.3: Modelo em  $\pi$  de uma linha de transmissão incluindo tomada**

Com o objetivo de obter as expressões correspondentes aos diferentes elementos da matriz jacobiana de medida desenvolveram-se as equações para a potência injetada num dado barramento  $i$ ,

$$P_i = V_i \sum_{j \in N_i}^N |V_j| (G_{ij} \cos \delta_{ij} + B_{ij} \text{sen} \delta_{ij}) \quad (2.28)$$

$$Q_i = V_i \sum_{j \in N_i}^N |V_j| (G_{ij} \text{sen} \delta_{ij} - B_{ij} \cos \delta_{ij}) \quad (2.29)$$

$$\text{com } Y_{ij} = G_{ij} + jB_{ij} = Y_{ji} = -y_{ij} \text{ e } Y_{ii} = G_{ii} + jB_{ii} = \sum_{j=0}^n y_{ij}, j \neq i$$

Assim, as componentes da matriz jacobiana para a potência ativa injetada correspondem a:

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} = V_i \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N V_j (-G_{ij} \text{sen} \delta_{ij} + B_{ij} \cos \delta_{ij}) \quad (2.30)$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_j} = V_i V_j (G_{ij} \text{sen} \delta_{ij} - B_{ij} \cos \delta_{ij}) \quad (2.31)$$

$$\text{onde } \frac{\partial P_i}{\partial \delta} = \begin{cases} \frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} \\ \frac{\partial P_i}{\partial \delta_j} \end{cases}$$

e

$$\frac{\partial P_i}{\partial V_i} = 2G_{ii} V_i + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N V_j (G_{ij} \cos \delta_{ij} + B_{ij} \text{sen} \delta_{ij}) \quad (2.32)$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial V_j} = V_i (G_{ij} \cos \delta_{ij} + B_{ij} \text{sen} \delta_{ij}) \quad (2.33)$$

$$\text{onde } \frac{\partial P_i}{\partial V} = \begin{cases} \frac{\partial P_i}{\partial V_i} \\ \frac{\partial P_i}{\partial V_j} \end{cases}$$

As componentes da matriz jacobiana para a potência reativa injetada correspondem a:

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_i} = V_i \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N V_j (G_{ij} \cos \delta_{ij} + B_{ij} \text{sen} \delta_{ij}) \quad (2.34)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_j} = V_i V_j (-G_{ij} \cos \delta_{ij} - B_{ij} \sin \delta_{ij}) \quad (2.35)$$

$$\text{onde } \frac{\partial Q_i}{\partial \delta} = \begin{cases} \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_i} \\ \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_j} \end{cases}$$

e

$$\frac{\partial Q_i}{\partial V_i} = -2B_{ii} V_i + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N V_j (G_{ij} \sin \delta_{ij} - B_{ij} \cos \delta_{ij}) \quad (2.36)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial V_j} = V_i (G_{ij} \sin \delta_{ij} - B_{ij} \cos \delta_{ij}) \quad (2.37)$$

$$\text{onde } \frac{\partial Q_i}{\partial V} = \begin{cases} \frac{\partial Q_i}{\partial V_i} \\ \frac{\partial Q_i}{\partial V_j} \end{cases}$$

Analogamente os trânsitos de potência ativa e reativa entre barramentos  $i$  e  $j$  podem ser representados em termos das variáveis de estado da seguinte forma:

$$P_{ij} = V_i^2 (g_{si} + g_{ij}) - V_i V_j (g_{ij} \cos \theta_{ij} + b_{ij} \sin \theta_{ij}) \quad (2.38)$$

$$Q_{ij} = -V_i^2 \cdot (b_{si} + b_{ij}) - V_i V_j (g_{ij} \sin \delta_{ij} - b_{ij} \cos \delta_{ij}) \quad (2.39)$$

Os elementos da matriz jacobiana correspondentes a medidas de trânsitos de potência ativa nas linhas são caracterizados por:

$$\frac{\partial P_{ij}}{\partial \delta_i} = V_i V_j (-G_{ij} \sin \delta_{ij} + B_{ij} \cos \delta_{ij}) \quad (2.40)$$

$$\frac{\partial P_{ij}}{\partial \delta_j} = V_i V_j (G_{ij} \sin \delta_{ij} - B_{ij} \cos \delta_{ij}) \quad (2.41)$$

$$\text{onde } \frac{\partial P_{ij}}{\partial \delta} = \begin{cases} \frac{\partial P_{ij}}{\partial \delta_i} \\ \frac{\partial P_{ij}}{\partial \delta_j} \end{cases},$$

e

$$\frac{\partial P_{ij}}{\partial V_i} = -2a_{ij}G_{ij}V_i + V_j(G_{ij}\cos\delta_{ij} + B_{ij}\sin\delta_{ij}) \quad (2.42)$$

$$\frac{\partial P_{ij}}{\partial V_j} = V_i(G_{ij}\cos\delta_{ij} + B_{ij}\sin\delta_{ij}) \quad (2.43)$$

$$\text{onde } \frac{\partial P_{ij}}{\partial V} = \begin{cases} \frac{\partial P_{ij}}{\partial V_i} \\ \frac{\partial P_{ij}}{\partial V_j} \end{cases}$$

Os elementos da matriz jacobiana correspondentes a medidas de trânsitos de potência reativa nas linhas são:

$$\frac{\partial Q_{ij}}{\partial \delta_i} = V_iV_j(G_{ij}\cos\delta_{ij} + B_{ij}\sin\delta_{ij}) \quad (2.44)$$

$$\frac{\partial Q_{ij}}{\partial \delta_j} = V_iV_j(-G_{ij}\cos\delta_{ij} - B_{ij}\sin\delta_{ij}) \quad (2.45)$$

$$\text{onde } \frac{\partial Q_{ij}}{\partial \delta} = \begin{cases} \frac{\partial Q_{ij}}{\partial \delta_i} \\ \frac{\partial Q_{ij}}{\partial \delta_j} \end{cases},$$

e

$$\frac{\partial Q_{ij}}{\partial V_i} = 2V_i(a_{ij}B_{ij} - y_{ij,0}) + V_j(G_{ij}\sin\delta_{ij} - B_{ij}\cos\delta_{ij}) \quad (2.46)$$

$$\frac{\partial Q_{ij}}{\partial V_j} = V_i(G_{ij}\sin\delta_{ij} - B_{ij}\cos\delta_{ij}) \quad (2.47)$$

$$\text{onde } \frac{\partial Q_{ij}}{\partial V} = \begin{cases} \frac{\partial Q_{ij}}{\partial V_i} \\ \frac{\partial Q_{ij}}{\partial V_j} \end{cases}$$

As expressões correspondentes aos elementos relativos às medidas de amplitude de tensão são representadas pelas equações (2.48) e (2.49).

$$\frac{\partial V_i}{\partial \delta} \rightarrow \frac{\partial V_i}{\partial \delta_j} = 0 \quad , \quad \forall j \quad (2.48)$$

$$\frac{\partial V_i}{\partial V} = \begin{cases} 1 & , \quad i = j \\ 0 & , \quad i \neq j \end{cases} \quad (2.49)$$

A estrutura da matriz jacobiana de medida  $H(x)$  para medidas convencionais provenientes do sistema SCADA é:

$$H(x) = \begin{bmatrix} \frac{\partial V_i}{\partial \delta} & \dots & \frac{\partial V_i}{\partial V} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial P_i}{\partial \delta} & \dots & \frac{\partial P_i}{\partial V} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial Q_i}{\partial \delta} & \dots & \frac{\partial Q_i}{\partial V} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial P_{ij}}{\partial \delta} & \dots & \frac{\partial P_{ij}}{\partial V} \\ \frac{\partial P_{ji}}{\partial \delta} & \dots & \frac{\partial P_{ji}}{\partial V} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial Q_{ij}}{\partial \delta} & \dots & \frac{\partial Q_{ij}}{\partial V} \\ \frac{\partial Q_{ji}}{\partial \delta} & \dots & \frac{\partial Q_{ji}}{\partial V} \end{bmatrix} \quad (2.50)$$

em que:

$N$  – número total de barramentos

$m_1$  - número total de medidas do tipo  $P_{ij}$  e  $P_i$

$m_2$  - número total de medidas do tipo  $Q_{ij}$  e  $Q_i$  e  $V_i$

$m = m_1 + m_2$

## 2.5 Conclusões

Neste capítulo foi feita uma introdução ao processo da Estimação de Estado e foi apresentado uma descrição sucinta dos trabalhos publicados na literatura referentes aos métodos utilizados no processo da estimação de estado.

Foi efetuado uma caracterização matemática da Estimação de Estado pelo método dos mínimos quadrados ponderados na abordagem usando medidas convencionais SCADA.

A formulação do processo da estimação de estado pelo método dos Mínimos Quadrados Ponderados caracterizada neste capítulo servirá de plataforma matemática no desenvolvimento das metodologias propostas para a incorporação de medidas fasoriais na estimação de estado, que serão analisadas posteriormente.





# 3

---

## SISTEMAS DE MEDIÇÃO FASORIAL SINCRONIZADA

### 3.1 Introdução

A temática do trabalho desenvolvido e apresentado nesta tese incide sobre a influência da utilização de medidas fasoriais no processo da Estimação de Estado de *SEE*. Este capítulo é dedicado, principalmente, à caracterização dos sistemas de medição fasorial sincronizada, dando especial ênfase à unidade de medição fasorial *PMU* (*Phasor Measurement Unit*).

Três décadas depois da introdução do primeiro protótipo de *PMU*, ainda decorrem muitos estudos e projetos com o objetivo de explorar novos benefícios e aproveitar as vantagens do uso de *PMUs* nos *SEEs*, em substituição das medidas convencionais. Apesar de existirem inúmeras outras aplicações que tiram partido do uso de *PMUs* nos *SEEs*, e tendo em conta a temática do trabalho desenvolvido, neste capítulo é explorado o estado da arte da utilização de Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada na Estimação de Estado de *SEEs*.

As unidades de medição fasorial (*PMUs*) resultaram de estudos realizados na Universidade *Virginia Tech*, nos Estados Unidos realizados em 1977 [33-36]. O propósito inicial era o de desenvolver um relé de distância por componentes simétricas. Um dos resultados do trabalho originou o desenvolvimento de um algoritmo recursivo para o cálculo das componentes simétricas das tensões e correntes, denominado “*Symmetrical Component Discrete Fourier Transform*” [37] para melhoria dos sistemas de proteção de *SEEs*. Este algoritmo tornou possível a obtenção dos valores da sequência positiva das tensões e correntes de forma muito precisa e com tempos de processamento atrativos. Este desenvolvimento motivou o interesse em utilizar esta técnica noutras aplicações. O

desenvolvimento do dispositivo *PMU* é atribuído a *Arun G. Phadke*. De acordo com [38] o primeiro protótipo foi desenvolvido no *Power Systems Research Laboratory* da Universidade *Virginia Tec* na década de 80. Neste protótipo o recetor do *clock* do *GPS* era externo à *PMU*. Dado o pequeno número (quando comparado com a atualidade) de satélites em órbita nessa altura, houve a necessidade de equipar o *clock* com um oscilador de precisão externo que garantia a precisão do *clock* nos instantes em que o recetor deixava de ter alcance aos satélites. Este protótipo constituiu a base para o desenvolvimento da primeira *PMU* comercial promovida pela empresa *Microdyne* em 1991.

A *PMU* constitui o elemento base dos sistemas de medição fasorial sincronizada. Estes dispositivos fazem a aquisição de medidas em pontos geograficamente distantes do sistema. Processam os dados amostrados sincronizando o sinal a partir de um pulso de relógio fornecido pelo sistema *GPS*.

Desta forma, a *PMU* realiza a medição dos fasores das grandezas tensão e corrente relacionadas com o barramento do sistema onde se encontra instalada. Esta medição do fasor da tensão (amplitude e ângulo de fase) nos barramentos dum *SEE* é de extrema importância no controlo do *SEE*.

Sabendo-se que a operação do sistema nos centros de controlo se encontra relacionada com o planeamento dos trânsitos de potências nas linhas e sendo estas potências diretamente relacionadas com as amplitudes e ângulos de fase das tensões nos barramentos, a obtenção de forma direta destes fasores constituiu uma revolução nos processos de monitorização controlo e proteção dos *SEE*. O uso de *PMUs* nos *SEEs* possibilita a medição do que antes era considerado imensurável.

Esta ferramenta de medição marcou o início dos modernos Sistemas de Monitorização e Controlo (*WAMS*).

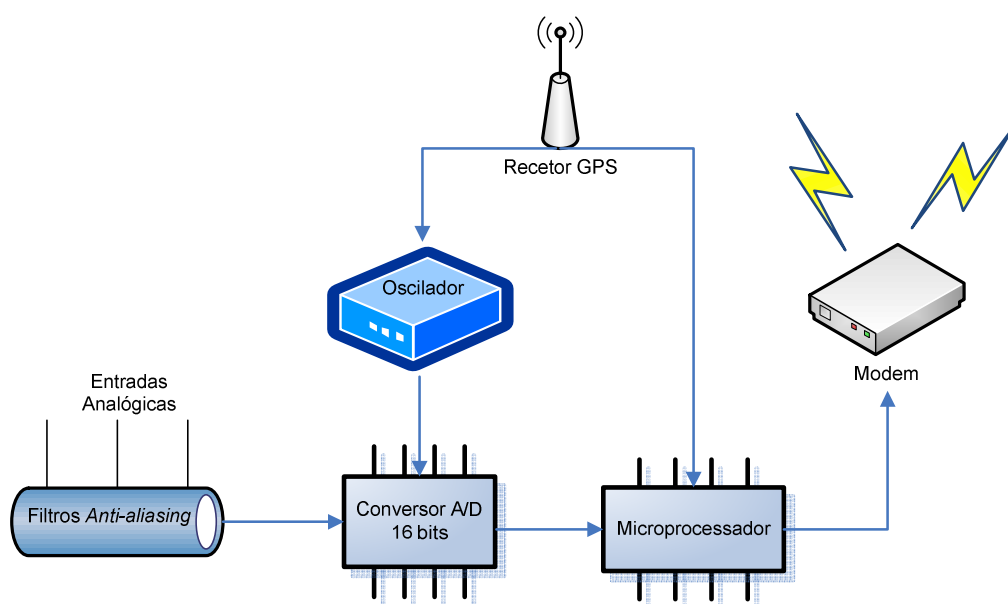
De acordo com [39] as principais funções atribuídas às *PMUs* nas *WAMS* (*Wide Area Measurement System*) centravam-se na monitorização, controlo e proteção de linhas de transmissão como prevenção de contingências, na melhoria da capacidade de transmissão das linhas em áreas específicas (principalmente em diferentes mercados de energia) com o objetivo de redução do risco de congestionamento, tornando eficaz a transmissão de energia por melhoria nos processos de operação, controlo e proteção.

### 3.2 Unidades de Medição Fasorial Sincronizada: *PMU*

A estrutura básica dum sistema de medição fasorial sincronizado é composta pelos seguintes elementos:

- *PMU (Phasor Measurement Unit)*
- Recetor de *GPS*
- *PDC (Phasor Data Concentrator)*
- Canais de comunicação.

As *PMUs* têm a capacidade de medir grandezas fasoriais de tensão e corrente bem como potências e frequência. Os dados medidos são expostos como grandezas de fase. Os fasores representam as formas de onda sinusoidais em regime permanente, à frequência fundamental das grandezas. A forma de onda sinusoidal pode ser representada na forma fasorial pela amplitude (valor eficaz, RMS) e pelo ângulo de fase. Os fasores são medidos por amostragem da forma de onda sinusoidal nos intervalos de tempo apropriados e ao longo de um período de tempo suficiente. A taxa de amostragem do sinal a amostrar depende do tipo de aplicação, ou seja, quanto mais elevado for o número de amostras retiradas da forma de onda original, por segundo, melhor será a aproximação à onda original. Estes fasores são então estimados, a partir de amostras, por algoritmos baseados na transformada de Fourier. O ângulo de fase dos fasores medidos é referenciado num tempo universal. Assim, os fasores são sincronizados com relação a uma referência de tempo comum. A sincronização é possível com a ajuda do Sistema de Posicionamento Global (*GPS*) [40]. A Figura 3.1 representa a arquitetura de uma *PMU*.



**Figura 3.1: Arquitetura de uma *PMU* (adaptado de [41])**

Os sinais analógicos da tensão e da corrente provenientes dos transformadores de tensão de corrente (TT e TI) são amostrados em intervalos regulares, com a ajuda de um pulso por segundo fornecido por um recetor de *GPS*. Os sinais analógicos são então convertidos em sinais digitais por um conversor A/D de modo a que possam ser usados por um microprocessador. O microprocessador determina os valores fasoriais, sequência positiva, utilizando técnicas de estimação. O recetor *GPS* também atribui um marcador temporal (*time stamp*) aos valores medidos, no formato ano, mês, dia, hora, minuto e segundos [40]. As *PMUs* são instaladas nas subestações, em diferentes partes da rede e as medidas recolhidas pelas diferentes *PMUs* são enviadas e centralizadas na unidade *PDC* ficando assim disponíveis para serem utilizadas por outras aplicações *WAN* [42].

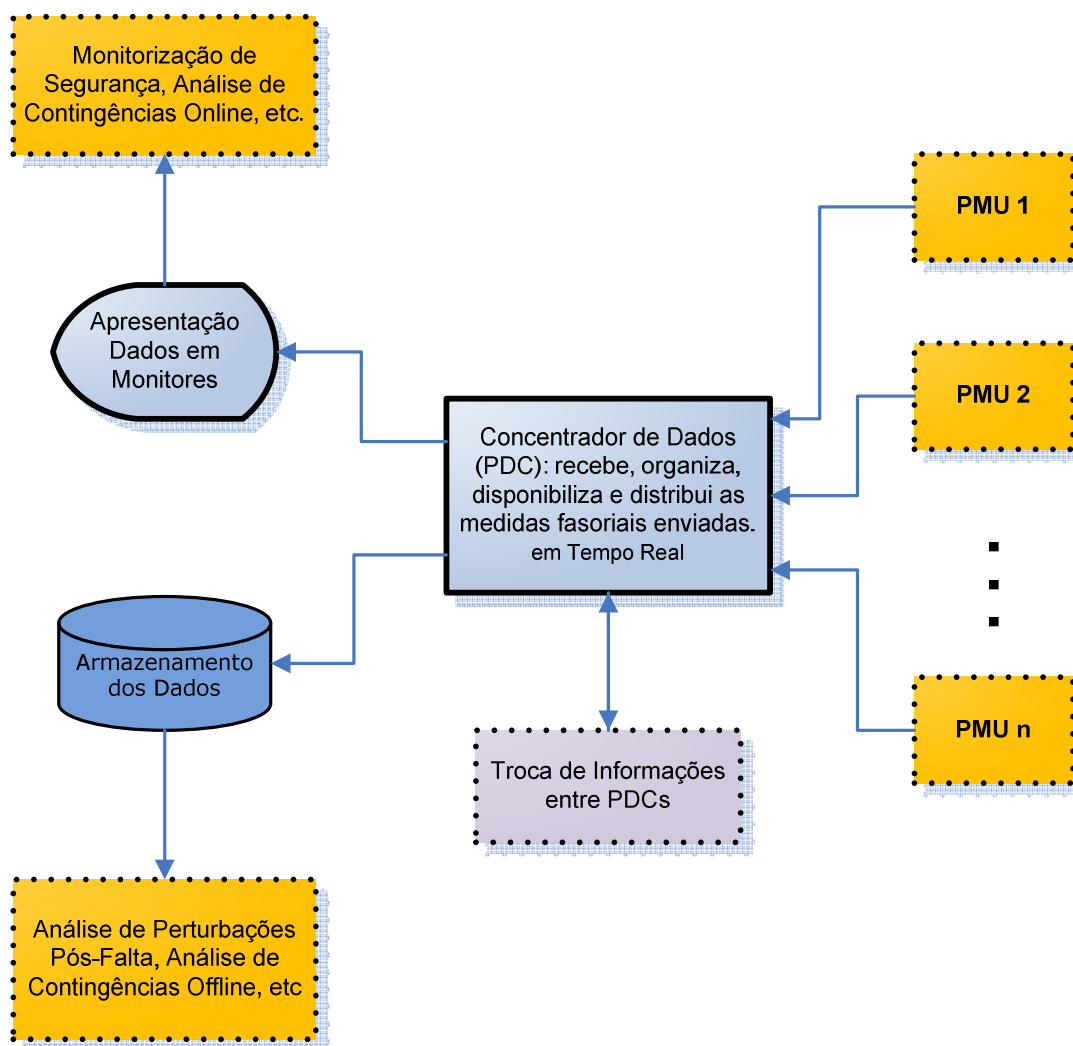


Figura 3.2: Funções do *PDC* (Phasor Data Concentrator)

O *PDC* (*Phasor Data Concentrator*) tem como principais funções a receção dos dados que são enviados pelas *PMUs*, fazer o armazenamento dos fasores numa base de dados, proceder ao tratamento de dados que apresentem eventuais erros de transmissão, que constituem o suporte para determinadas aplicações, que podem funcionar *online* e/ou *offline* e também em aplicações de monitorização e controlo em tempo real (Figura 3.2). Também prepara e disponibiliza os dados de medidas fasoriais para serem usadas em aplicações de monitorização e controlo de contingências.

É no *PDC* que são reunidos todos os dados provenientes de várias *PMUs* instaladas no sistema. O *PDC* é constituído por um processador com capacidade suficiente para realizar o tratamento dos dados em tempo real, memória para a gravação de informação, entradas série para a receção das medidas fasoriais e terminais de saída para envio de dados para outros processadores. Todas as funções associadas ao *PDC* (formatação, sincronização e transmissão de dados) são realizadas por intermédio de algoritmos computacionais a funcionar em tempo real.

O sistema *GPS* (*Global Positioning System*) é usado para viabilizar a sincronização dos dados obtidos através das *PMUs*. As *PMUs* recebem um sinal de um pulso por segundo emitido pelo sistema *GPS* que torna possível a sincronização dos dados. Este sinal fornece às *PMUs* o instante exato para que a aquisição dos dados se faça de forma sincronizada. A frequência dos pulsos emitidos pelo satélite através do sistema *GPS* é de elevada precisão, sendo o erro atribuído ao pulso de sincronização da ordem de 1 $\mu$ s.

Os canais de comunicação viabilizam a transferência de dados entre as *PMUs* e o *PDC*, e a transmissão de informações entre *PDCs* de diferentes áreas do sistema. Esta transmissão de dados pode ser realizada de diversas maneiras, usando tecnologias “convencionais” como linhas telefónicas ou redes de baixa e média tensão ou como os novos e modernos sistemas de transmissão de dados que se baseiam na tecnologia *wireless* e a transmissão por cabos de fibra óptica.

Em 2005 o *IEEE* publicou a Norma C.37.118-2005 [43] para estabelecer os requerimentos/protocolos relativos à transmissão de dados de forma a facilitar a compatibilidade de equipamentos de diferentes fornecedores. A Norma C.37.118-2005 também define uma lista de requisitos de desempenho em regime estacionário que inclui a gama da frequência do sinal, do ângulo de fase, da distorção harmónica, etc [44]. A performance das *PMUs* com medidas dinâmicas é incluída numa atualização da Norma C.37.118-2005 [45].

Uma vez que as *PMUs* podem medir os fasores das tensões nos barramentos, o estado do sistema pode ser medido diretamente, o que é uma vantagem que não podia ser alcançada pelas medidas de tráfegos de potência convencionais, não sincronizadas. Os fasores das correntes podem também ser medidos tornando possível expandir a medição de tensões a barramentos que não possuem *PMUs* instaladas.

Até à data, o processo de introdução de *PMUs* no sistema é reconhecido como um processo dispendioso e a comprovação de todos os benefícios destes sistemas *WAMS* não é imediata.

Os estudos a efetuar devem concentrar-se na exploração da informação fornecida pelas poucas *PMUs* instaladas, que resultaram da sua introdução gradual com vista a tornar o sistema totalmente observável.

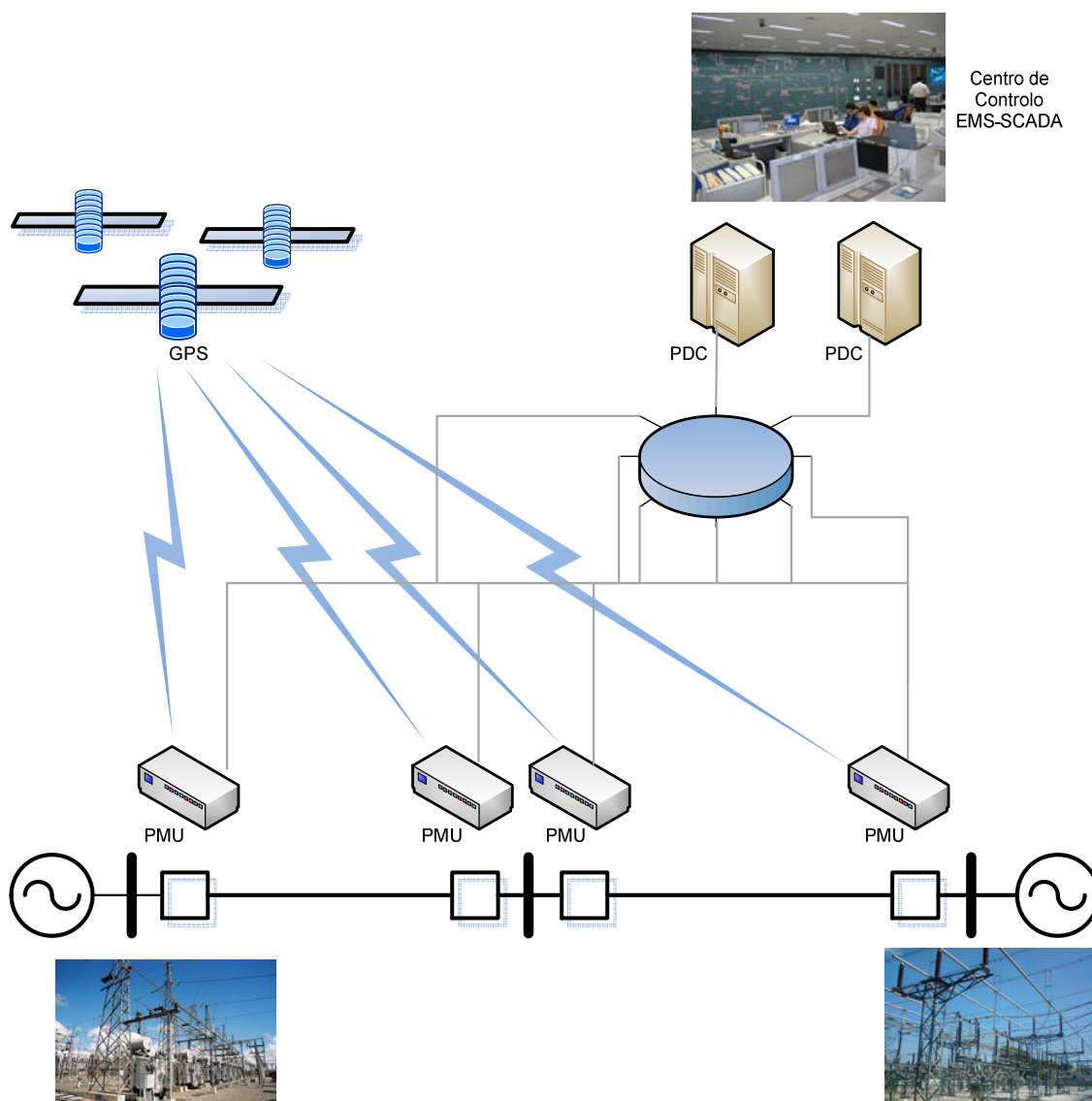


Figura 3.3: Arquitetura de um sistema *WAMS*

### 3.3 Medição Fasorial Sincronizada aplicada à Estimação de Estado

A disponibilidade das medidas provenientes de *PMUs* proporcionou que fossem usadas no processo de estimação de estado, provocando uma melhoria da solução obtida. As *PMU* obtêm os fasores das tensões e correntes em módulo e fase além das medidas convencionais de potência ativa e reativa, e da amplitude da tensão e corrente.

Diferentes das medidas *SCADA*, as medidas provenientes das *PMUs* são disponibilizadas com elevadas taxas de amostragem, podendo, inclusivamente ser sincronizadas com outras medidas provenientes de outras *PMUs* localizadas em pontos diversos no sistema. Estas vantagens fazem com que seja desejável que o estimador de estado disponha cada vez mais de medidas deste tipo. Desta forma o processo de incluir e, inclusivamente, substituir as medidas convencionais por medidas provenientes das *PMUs* tornou-se objeto de estudo de muitos técnicos e investigadores.

Constatadas as vantagens da utilização de medidas provenientes de *PMUs* em prejuízo da utilização de medidas convencionais *SCADA* seria coerente que, na obtenção do estado do sistema, fossem apenas usadas medidas deste tipo.

O que se tem constatado por observação das ações desenvolvidas pelos *EMS* nesta temática é que as *PMU* têm sido instaladas nos sistemas por etapas e de forma gradual ao longo do tempo. Na aplicação da estimação de estado têm sido usadas medidas provenientes de *PMUs* em conjunto com medidas convencionais *SCADA*.

Um dos fatores que explica este fenómeno tem a ver com os elevados custos envolvidos no desenvolvimento de sistemas de comunicações necessários em redes de grandes dimensões. Perspetiva-se que as *PMUs* irão sendo instaladas gradualmente ao longo do tempo e que as medidas fornecidas por estes dispositivos irão continuar a ser utilizadas em conjunto com as restantes medidas convencionais *SCADA*.

A Estimação de Estado constitui a plataforma básica para aplicações de grande importância para os centros de controlo, pelo que, a estimação de estado apresenta-se como uma aplicação que irá beneficiar muito com a proliferação das *PMUs* nos *SEEs*.

Apresenta-se nas secções seguintes uma seleção das publicações científicas nesta área, mencionando-se os trabalhos mais proeminentes e referenciados. Esta seleção permite ter uma visão sobre a importância e atualidade da temática em estudo.

Numa primeira parte faz-se uma revisão dos trabalhos que propõem abordagens baseadas em técnicas de otimização para a resolução do problema da colocação ótima de *PMUs* nos *SEEs*.

Numa segunda parte faz-se uma revisão dos trabalhos mais relevantes desenvolvidos no âmbito da utilização de medidas provenientes das *PMUs* no problema da estimação de estado.

### 3.3.1 Problema da colocação otimizada de *PMUs* (*OPP*, “*Optimal PMU Placement*”)

Como referido anteriormente a colocação de uma *PMU* em cada barramento constitui um procedimento dispendioso pelo que este custo deverá ser minimizado, o que constituiu a motivação para a formulação de metodologias que visam a colocação otimizada de *PMUs* no sistema.

Este problema da colocação otimizada de *PMUs* é formulado como um problema de otimização com restrições, onde a função objetivo é alcançar a observabilidade completa do sistema com um número mínimo de *PMUs* colocadas em barramentos estratégicos. Consequentemente, vários algoritmos de colocação otimizada de *PMUs* têm sido propostos na literatura [46-57].

O desenvolvimento de uma metodologia de colocação ótima de *PMUs* no sistema não se encontra no âmbito deste trabalho. Contudo a utilização de *PMUs* na estimação de estado pressupõe a garantia da observabilidade completa do sistema, pelo que foi desenvolvida uma técnica de colocação de *PMUs* que não necessariamente privilegia a localização ótima das mesmas e que se encontra detalhada no Capítulo 4 abaixo. Por se considerar de interesse foi efetuada uma pesquisa bibliográfica sobre o tema da colocação *PMUs* em *SEEs* que é apresentado.

O número de publicações na literatura técnica e científica da área não permite fazer uma revisão exaustiva sobre o tema da colocação *PMUs* em *SEEs*. Optou-se por fazer uma breve revisão, com os artigos mais relevantes publicados, mas sem aprofundar cada trabalho em pormenor. De referir que nos primeiros anos é relativamente fácil encontrar todos os trabalhos, mas esta tarefa torna-se impraticável a dada altura, com o aumento do número de revistas científicas e de trabalhos publicados. Englobaram-se neste trabalho de investigação as várias técnicas de otimização de



colocação ótima de *PMUs*, desde técnicas convencionais às recentes técnicas heurísticas e meta-heurísticas.

Várias técnicas de otimização convencionais foram propostas para resolver o problema de *OPP*, como programação linear (*LP*), programação não-linear (*PNL*), programação dinâmica ou otimização combinatória. Para superar os problemas que surgem com a aplicação destas técnicas de otimização convencionais, nomeadamente como o risco de cair em ótimos locais, dificuldades de manuseamento de restrições, ou problemas numéricos, diversas técnicas de otimização heurísticas avançadas e técnicas de otimização meta-heurísticas modernas têm sido propostas na resolução do problema *OPP*. Uma ampla gama destas estratégias de otimização podem ser encontradas na literatura relacionadas com o problema *OPP*, como *Depth First Search (DeFS)*, *Minimum Spanning Tree*, *Simulated Annealing (SA)*, *Tabu Search (TS)*, Algoritmos Genéticos (*GA*), Evolução Diferencial (*DE*), Immune Algorithms (*IA*) e *Particle Swarm Optimization (PSO)*.

Em [48], a minimização de *PMUs* constitui o objetivo do método descrito, que estas quando estrategicamente colocadas, eliminam medidas críticas em todo o sistema. O problema da colocação é expandido para incorporar também medidas convencionais como candidatas a fazerem parte do conjunto de medidas. É evidenciado que a formulação poderia ser utilizada para determinar localizações ótimas conforme o nível de redundância pretendido, permitindo conjuntos de medidas com diferentes graus de vulnerabilidade com relação à perda de medidas ou a erros grosseiros nas mesmas.

O objetivo do trabalho descrito em [58] é o adequado posicionamento de *PMUs* para um determinado orçamento. Esta questão é tratada recorrendo a programação inteira binária (*Binary Integer Programming - BIP*), considerando a presença de medidas de injeção e trânsitos de potência. É também considerado a perda de uma *PMU* para efeitos de avaliação da vulnerabilidade do estimador de estado a falhas nas *PMUs*.

A formulação genérica apresentada em [50] considerando casos com e sem injeções zero demonstra que os problemas da colocação ótima de *PMUs* podem ser modelizados de forma linear e resolvidos por técnicas associadas à programação linear inteira (*Integer Linear Programming - ILP*). Uma simplificação de [50] é proposta em [59]. Um procedimento para a colocação de *PMU* por etapas usando técnicas de programação linear inteira é apresentado em [60], onde as injeções zero

são modelizadas como restrições lineares. O problema da colocação ótima de *PMUs* possui múltiplas soluções pelo que é proposto índices para as ordenar (classificar).

Em [61] uma abordagem de partição da árvore de expansão (*spanning tree*) da rede em sub-redes usando técnicas de programação linear inteira *ILP* é apresentada.

Em [62] são abordados dois aspectos do problema *OPP*. É proposto um modelo baseado em técnicas de programação linear inteira *ILP* de colocação ótima de *PMUs* por várias etapas. A abordagem determina o número mínimo de *PMUs* e a sua localização etapa a etapa, procurando, sempre em todos os instantes, maximizar a observabilidade do sistema.

Um estudo recente sobre a colocação ótima de *PMU* para a estimação de estado em sistemas que sofrem saídas de serviço aleatórias de componentes é proposto em [56]. O algoritmo de otimização usado foi um algoritmo modificado baseado *ILP*.

O método desenvolvido em [63] corresponde a um processo de otimização quadrática inteira que minimiza o número de *PMUs* necessárias para manter a observabilidade completa do sistema, mesmo perante a saída de linhas de transmissão ou de *PMUs*, maximizando a redundância de medidas em todos os barramentos do sistema. Outro processo de otimização quadrática inteira para a determinação da solução do problema *OPP* é apresentado em [64].

Um método de pré-processamento de eliminação de dados é introduzido com vista a reduzir a dimensão do modelo e o esforço computacional na determinação de um conjunto correspondente à colocação otimizada de *PMUs* em [65].

Em [66] uma nova técnica de colocação ótima de *PMU* baseada na observabilidade topológica é proposta. O método desenvolve-se em três etapas. Na primeira e segunda etapa são identificados os barramentos estrategicamente importantes para a colocação de *PMUs*. Na terceira etapa a solução ótima é determinada usando a técnica de *pruning*.

*Simulated Annealing (SA)* é uma técnica meta-heurística que determina uma boa solução para o problema de otimização por variações aleatórias da solução atual. A pior variação é aceite como uma nova solução com uma probabilidade que decresce à medida que o processo computacional prossegue. Quanto mais lento for a taxa de decréscimo maior é a probabilidade do algoritmo

encontrar uma solução ótima ou quase ótima. O método *SA* proposto em [67] sugere uma função objetivo muito simples que tem em conta os custos de instalação dos dispositivos de medição. Em [68] é apresentado o conceito de nível de profundidade de não observabilidade e como afeta o número de *PMUs* a ser colocado. Os resultados mostraram que o método assegura uma colocação dispersa de *PMUs* no sistema e garante que a distância entre barramentos não observáveis e observáveis não é grande.

Um algoritmo *SA* é adotado em [69] usado para determinar colocação otimizada de *PMUs*, através da minimização da função custo sujeita a restrições relacionadas com o sistema ser topologicamente observável e as *PMUs* a serem colocadas nos barramentos de maior sensibilidade. O método anterior foi expandido de forma a considerar o conceito de níveis de observabilidade em [70].

Um método *Stochastic Simulated Annealing* para resolução do problema *OPP* de forma a satisfazer a observabilidade topológica foi apresentado em [51]. A colocação de *PMUs* resulta num conjunto de medidas sem a presença de medidas críticas, conferindo ao sistema a capacidade de detetar qualquer medida afetada de erros. A identificação de medidas críticas é incluída como uma função de penalidade.

Em [71] um método *SA* foi usado para resolver o problema *OPP* com um volume inicial de dados, baseados em medidas *SCADA* e *PMUs* suficiente para determinar todos os componentes do vetor estado para efeitos de cálculo de trânsitos de potência não iterativamente. Neste caso o número de *PMUs* usado foi mínimo.

O método *Modified Simulated Annealing (MSA)* apresentado em [72] torna possível a redução drástica do espaço de procura, quando comparado com método *SA*.

Um método *SA* que usa o modelo de cadeias de markov é proposto e comparado com outros métodos heurísticos em [47]. Outra comparação do algoritmo *SA* e outros algoritmos usando a *toolbox PSAT* é apresentado em [59] e [73].

Um algoritmo genético (*GA*) é uma heurística que imita o processo de evolução natural. Este método é frequentemente usado para gerar soluções em problemas busca e otimização.

O método baseado nos algoritmos genéticos, sugerido em [52], resolve o problema *OPP* usando diferentes critério de colocação de *PMUs* tais como ausência de medidas críticas ou

conjuntos críticos do sistema, máximo quantidade de medidas recebidas quando comparadas ao conjunto inicial, precisão máxima das estimativas obtidas, custo mínimo de colocação das *PMUs* e transformação do grafo da rede numa árvore.

Em [74] o problema *OPP* foi resolvido com um algoritmo genético, onde a função *fitness* definida correspondeu ao inverso das diferenças cumulativas entre os trânsitos de potências estimados e os reais no sistema.

Um método baseado em *GA* que determina o número mínimo e a localização das *PMUs* bem como o número mínimo de fasores medidos pelas *PMUs* é apresentado em [75]. A abordagem apresentada é marcada por um certo grau de realismo que não é presente noutras técnicas que supõem que uma *PMU* mede as correntes fasoriais em todas as linhas adjacentes.

Em [76] um *Non-dominated Sorting Genetic Algorithm (NSGA)* é apresentado. É demonstrado que é bem sucedido na resolução do problema da colocação de *PMUs* com um modelo com duas funções objetivo: minimização do número de *PMUs* e maximização da redundância de medida. O resultado do processo de busca é um conjunto de soluções candidatas (idealmente ótimos de Pareto) a partir das quais o decisor pode escolher a mais adequada.

Em [77] o problema é formulado usando algoritmos baseados na topologia e resolvido usando algoritmos *branch and bound* e genéticos.

Com vista à colocação otimizada de *PMU* e *RTU* em [73] é apresentada uma metodologia que combina técnicas de *Simulated Annealing* com algoritmos genéticos.

*Tabu Search (TS)* é um método de procura de uma nova solução na vizinhança da atual solução com vista a obter uma solução global do problema e não apenas local, sendo uma técnica aplicada a problemas de otimização combinatória.

Em [78] é proposto um método topológico baseado no aumento da matriz incidências e no método *Tabu Search*. A solução do problema combinatório *OPP* necessita de menores requisitos computacionais e é muito robusta. O método é mais rápido e mais adequado do que métodos convencionais de análise de observabilidade.

Um método *TS* para colocação de dispositivos de medição com vista à maximização da observabilidade topológica é apresentado em [79].

Em [80] a meta-heurística *Iterated Local Search (ILS)* é usada com o objetivo de minimizar a dimensão da configuração de medidas *PMU* necessárias para que o sistema seja observável. Este método parte do pressuposto que os ótimos locais podem ser gerados a partir de perturbações aplicadas à solução ótima local atual.

*Differential evolution (DE)* é um método de otimização que iterativamente tenta melhorar a solução candidata com respeito a um dado índice de qualidade. O algoritmo proposto em [81] efetua uma otimização multiobjectivo de forma fácil e rápida, apresentando a frente de Pareto obtida, com as melhores soluções não dominadas encontradas para o problema. Os esquemas de colocação ótima de *PMUs* produzidos pela abordagem proposta são flexíveis, diversificados, equilibrados e práticos.

O algoritmo *Immune Algorithm (IA)* é um algoritmo de pesquisa com base nos princípios de algoritmos genéticos e inspirado por mecanismos de proteção dos seres vivos contra bactérias e vírus. Em [54], uma aplicação do método baseado no *Immune Genetic Algorithm (IGA)* no problema de *OPP* é apresentado.

*Particle Swarm Optimization (PSO)* é um método estocástico de procura no qual os indivíduos, referidos como partículas, “voam” num espaço de procura multidimensional mudando as suas posições com o tempo. Durante o “voo” cada partícula ajusta a sua posição de acordo com a sua melhor experiência e com a melhor experiência do vizinho.

Em [82], uma versão modificada do método *particle swarm algorithm (BPSO)* é usada, como ferramenta de otimização com vista à obtenção de um número mínimo de *PMUs* para alcançar a observabilidade do sistema. Ao criar uma nova regra baseada na análise das injeções zero, uma avaliação da observabilidade topológica melhorada, baseada na análise topológica é implementada.

Um algoritmo *BPSO*, com o objetivo de minimizar o custo associada à instalação de *PMUs* é introduzido em [83]. Um conjunto de fatores pode influenciar o custo. São exemplos as condições dos canais de comunicação no barramento e o número de linhas adjacentes ao referido barramento.

Em [53], um algoritmo genético é eficazmente combinado com um algoritmo *PSO* com vista à obtenção da solução ótima. As operações de *crossover* e mutação no algoritmo genético são usadas para diminuir a extensão do espaço de procura do método *PSO* acelerando desta forma o processo de obtenção da solução.

Um algoritmo *BPSO* modificado é usado para obter o número mínimo de *PMUs* e a sua correspondente localização, satisfazendo as restrições associadas é proposto em [84]. Uma metodologia semelhante é proposta em [85]. Uma característica atrativa desta formulação é que qualquer medida convencional que esteja disponível pode também ser tida em consideração. O processo de otimização tenta minimizar o número de *PMUs* necessário para manter a completa observabilidade do sistema e maximizar a redundância de medidas em todos os barramentos do sistema. Um algoritmo *BPSO* semelhante já tinha sido sugerido em [86]. Um algoritmo híbrido baseado no algoritmo *BPSO* e *Immune Algorithm* é introduzido em [87].

Em [88] foi apresentada uma metodologia heurística com vista à obtenção da configuração do sistema de medição robusta e fiável que considere aspetos com a observabilidade, na ausência de medidas críticas, possíveis alterações na configuração do sistema e perda de *RTUs* (*Remote Terminal Units*).

Uma abordagem para a resolução do problema *OPP* que tem em conta a disponibilidade de canais de medição da *PMU* e possível ocorrência de contingências no sistema é proposta em [89]. Na resolução do problema de otimização foi aplicado um algoritmo genético, *cellular genetic algorithm*.

Em [57] foi também explorado a colocação ótima de *PMUs* no sistema considerando a eventualidade da perda de informação proveniente de uma *PMU* ou da saída de serviço de uma linha. O método usado baseou-se em programação linear inteira binária na obtenção da solução do problema *OPP*.

Em [90] um novo método de colocação ótima de *PMU* e de *PDC* em redes locais de uma *WAMS* é proposta. O método proposto minimiza a probabilidade de falhas na transmissão de dados entre as *PMUs* para os *PDCs*. Primeiro é assumido que as *PMUs* estão instaladas em todos os barramentos. Depois as *PMUs* redundantes são omitidas, uma após a outra, num procedimento de várias fases. Este procedimento de eliminação em várias fases é de forma a que em cada fase, seja mantido o arranjo *PMUs–PDC* que apresenta maior fiabilidade.

### 3.3.2 Pesquisa Bibliográfica: estimação de estado com medidas fasoriais

É apresentado nesta secção a pesquisa bibliográfica efetuada sobre os principais estudos realizados no que concerne ao uso de medidas fasoriais no processo da estimação de estado. Esta pesquisa é importante por contextualizar o trabalho desenvolvido nesta tese com trabalhos realizados e com os que ainda decorrem na comunidade científica sobre a temática em estudo.

Como foi já referido anteriormente, a estimação de estado é usada como uma ferramenta de monitorização da operação do *SEE*. O estimador de estado fornece o fasor estimado da tensão nos barramentos, com base nas medições em tempo real fornecidas pelo sistema de medição *SCADA*.

Nos últimos anos, com o crescente uso de unidades de medição fasorial sincronizada *PMU*, a precisão, fiabilidade das estimativas para o vetor estado do sistema e capacidade de deteção de dados afetados por erros tem vindo a ser melhorada [41, 91, 92].

Ao contrário dos sistemas tradicionais *SCADA*, a *PMU* é capaz de medir o fasor da tensão no barramento e os fasores das correntes em todas as linhas ligadas ao barramento onde é colocado.

Quando são usadas coordenadas retangulares na modelação das medidas fasoriais e das variáveis de estado, a relação entre estas torna-se linear e o vetor estado pode ser obtida por um algoritmo linear [93]. No entanto, uma vez que a maior parte das medidas disponíveis nos estimadores de estado existentes são medidas tradicionais, é difícil, no futuro próximo, que sejam totalmente substituídas por medidas provenientes das *PMU* e há a necessidade de desenvolver estimadores de estado que incluam tanto medidas fasoriais sincronizadas provenientes das *PMUs* como medidas tradicionais provenientes do sistema *SCADA*.

*Thorp, Phadke, e Karimi* foram pioneiros quando propuseram, no trabalho apresentado em [91] a utilização, na estimação de estado, de medidas de ângulos de fase provenientes das *PMUs* com o efeito de melhoria da convergência do estimador de estado *WLS*. Constataram que as medidas de trânsito de potências, quando substituídas por medidas de ângulo de fase, resultavam num aumento da taxa de convergência do estimador de estado *WLS*. Os autores propuseram a utilização de pseudomedidas obtidas a partir das grandezas medidas pelas *PMUs* e a possibilidade de reformular o processo de estimação de estado considerando apenas a utilização de medidas fasoriais

de tensão e corrente. Este trabalho foi dos primeiros trabalhos a analisar os benefícios da utilização de *PMUs* no processo da estimação de estado.

A ideia de explorar a utilização de *PMUs* para melhoria dos estimadores de estado foi seguida por diversos autores, resultando na publicação de muitos trabalhos sobre o tema. Foi também proposto por [12] a introdução de medidas fasoriais na estimação de estado pelo método *WLS*.

Em [94] foi descrito a aplicação de *PMUs* no sistema da *American Electric Power Service Corporation*. Os objetivos principais da AEP eram obter resultados práticos relacionados com as *PMUs*, o mecanismo de sincronização por *GPS* e o desempenho dos canais de comunicação.

Em [95] foi analisado o problema da localização do número mínimo de *PMUs* para a total observabilidade do sistema, de forma a tornar linear o problema da estimação de estado. Assim, foi proposto a utilização de grafos com medidas reais ou pseudomedidas em cada nó do grafo, originando o desenvolvimento de um algoritmo para a determinação do conjunto mínimo de *PMUs* necessário para tornar a rede observável.

Em [96] foi descrita a utilização de medidas fasoriais num estimador de estado na empresa “Sevillana de Electricidad”. O estimador de estado foi adaptado de forma a permitir o processamento das medidas fasoriais. A inclusão das medidas fasoriais originou uma análise relativa à escolha do barramento de referência. Foi apresentada uma análise da influência das medidas fasoriais na qualidade da solução do estimador proposto.

Em [97] também foi analisada a utilização de *PMUs* nos estimadores de estado, tendo sido apresentados dois algoritmos *WLS*, um linear e outro não linear, ambos utilizando o método dos mínimos quadrados ponderados. O algoritmo de estimação de estado linear implementado implicou o uso direto de medidas provenientes de *PMUs*, correspondentes à amplitude e ao ângulo de fase da tensão nos barramentos. É considerada a instalação de uma *PMU* no barramento de referência de forma que os restantes ângulos de fase das tensões nos barramentos sejam referenciados à mesma referência. Também é proposto o uso do valor médio das diferenças entre os valores dos ângulos de fase medidos e estimados como diferença de ângulo a considerar entre as referências dos ângulos de fase medidos e dos ângulos de fase estimados, no caso de ocorrer perda da *PMU* instalada no barramento de referência. Conjuguar a utilização de um estimador não linear com outro linear também foi proposto, sendo o estimador linear utilizado em áreas completamente observáveis por



medidas provenientes de *PMUs*, e o estimador não linear utilizado em áreas completamente observáveis por medidas convencionais provenientes do sistema *SCADA*.

Em [98], o problema da estimação de estado é formulado sem o uso do barramento de referência (*slack*). Os autores formularam uma solução que não necessita que seja selecionada um barramento de referência. A proposta assume que exista pelo menos um barramento em que a medida de ângulo provém de uma *PMU*. Caso não exista nenhuma *PMU* instalada, o ângulo de um dos barramentos é escolhido arbitrariamente como referência. No trabalho proposto, as medidas provenientes das *PMUs* são tratadas da mesma forma que as demais medidas, adicionando-se linhas na matriz Jacobiano por cada medida. O trabalho conclui que a formulação proposta fornece resultados consistentes mesmo na presença de erros nas medidas provenientes das *PMUs*, desde que garantida um certo nível de redundância. A principal vantagem desta formulação é conseguir detectar e identificar, com sucesso, dados afetados de erros provenientes das *PMUs*.

Um estimador de estado multi-área é sugerido em [99], onde as estimativas individuais de cada área bem como as medidas das fronteiras de cada área e as medidas fasoriais sincronizadas são centralizadas e com base na informação recebida é calculado o vetor estado do *WAN*. Cada área deveria ter um conjunto de medidas redundantes de forma a permitir o processamento de erros grosseiros. Para tal as medidas provenientes de *PMUs* localizadas em diferentes barramentos deveriam encontrar-se disponíveis para desta forma complementar as medidas convencionais. Os estimadores de estado de cada área poderiam utilizar diferentes algoritmos, estruturas de dados e funções de processamento de erro grosseiros, fornecendo os valores estimados relativos à sua área para o estimador de estado central. Este estimador central deveria ter acesso aos valores estimados de cada área, às medidas dos barramentos em zonas de fronteira e de medidas provenientes de *PMUs* localizadas em barramentos de cada área. Estes dados permitiriam a detecção e identificação de erro grosseiros nas medidas das zonas de fronteira que de outra forma não seriam detetados.

Em [100, 101] os autores reconhecem que a utilização dos fasores de tensão e corrente como medidas convencionais a serem adicionadas aos estimadores de estado, mantém a não linearidade do estimador de estado e implica modificações significativas no mesmo. Os autores propuseram um método alternativo para simplificar a inclusão de medidas de *PMUs* em estimadores de estado convencionais, sem alterar os estimadores de estado convencionais, apresentando um método de por etapas. Este método baseia-se utilizar as medidas fasoriais após uma estimação de estado convencional.

Os autores em [102, 103] descrevem três novas possibilidades de formulação de estimadores híbridos onde medidas de tensão e corrente provenientes das *PMUs* são combinadas com as medidas convencionais. Utilizam o método dos mínimos quadrados na resolução do problema. No primeiro método a amplitude da tensão e o ângulo de fase das tensões e correntes nas linhas provenientes das *PMUs* são incluídas diretamente no estimador de estado, tendo chegado à conclusão por análise dos elementos da matriz jacobiana correspondentes que para determinados valores de amplitude da tensão e ângulo de fase a derivada variava abruptamente tornando-se indefinida. Consequentemente foram identificados problemas numéricos na resolução da estimação de estado pelo método *WLS*. Os autores propuseram a decomposição em componentes retangulares das medidas fasoriais de correntes nas linhas para evitar os problemas numéricos identificados. Ficou demonstrado que o método apresentava resultados bastante satisfatórios. No terceiro método proposto o fasor da tensão no barramento onde é colocada uma *PMU*, é determinado através da relação linear entre a tensão fasorial e a corrente fasorial medidas nesse barramento e os parâmetros da linha.

Em [104] um método de estimação de estado híbrido com restrições foi proposto. As medidas convencionais e as medidas fasoriais são simultaneamente incorporadas no problema da estimação de estado sem usar qualquer transformação das medidas. Segundo os autores esta formulação torna possível usar as medidas de correntes nas linhas e as medidas de tensão melhorando a precisão dos estimadores já existentes.

Em [105] a formulação apresentada é em coordenadas retangulares, que evita o uso de barramento de referência e os problemas numéricos durante a inicialização em *flat start* com o uso de fasores de corrente. Também foi implementado um método de identificação de dados afetados de erros, considerando a presença de medidas fasoriais. A inclusão de medidas fasoriais em métodos de estimação de estado existentes melhora a precisão da estimação de estado e tornando o processo menos estático uma vez que as medidas fasoriais são captados com elevadas taxas de amostragem (*"high scanning rates"*).

Em [106] é utilizada uma análise de sensibilidade para determinar o "nível de agregação" (*"aggregation level"*) do conjunto de medidas com vista à obtenção de uma solução global de estimação num estimador de estado distribuído utilizando medidas fasoriais. Um estimador de estado híbrido usando medidas provenientes do sistema *SCADA* e medidas fasoriais de corrente

em componentes retangulares, é apresentada em [107]. A principal desvantagem é que as transformações de coordenadas retangulares em coordenadas polares amplificam os erros.

Em [108], o efeito da assíncronia das medidas na precisão do estimador de estado é analisada.

Em [109] um estimador de estado *WLS* iterativo é formulado, com fasores das tensões nos barramentos e fasores das correntes nas linhas como variáveis estimadas. Esta formulação tem a capacidade de corrigir diferenças de fase das *PMUs*.

A estratégia de combinar medidas convencionais e medidas fasoriais sincronizadas numa formulação *WLS* é proposto em [110]. Em [111] é apresentado um método com objetivo de atribuir pesos às medidas obtidas através das *PMUs* num estimador de estado *WLS*, usando a teoria clássica de propagação de incerteza.

Em [112], os fasores de corrente e tensão são convertidos nos fluxos equivalentes e processados por um algoritmo convencional de estimação de estado não-linear.

Em [113] os autores apresentaram um modelo híbrido para a estimação de estado, preservando as medidas de *PMUs* e as medidas convencionais *SCADA*, mas também utilizando propriedades das medidas de injeção zero para aumentar a precisão do processo da estimação de estado. Os autores concluem que a precisão é aumentada e o desempenho é similar ao de outras soluções tradicionais.

Um estimador mínimos quadrados ponderados não linear é desenvolvido em [114]. Este estimador usa medidas de corrente proveniente das *PMU* em coordenadas retangulares e em coordenadas polares e compara as duas abordagens. É demonstrado que os problemas numéricos devido à inicialização em *flat start* ou à existência de linhas que apresentam pouca carga são resolvidos. A amplificação do erro devido à transformação de coordenadas polar em retangulares das medidas fasoriais de corrente foi também investigada. O teste do resíduo normalizado foi usado para identificar de forma eficaz dados afetados de erros.

Em [115] é apresentado uma eficaz formulação *WLS* para obtenção da solução do problema da estimação de estado considerando medidas convencionais e medidas fasoriais sincronizadas. O algoritmo proposto é baseado numa formulação sem referência usando quer coordenadas polares

quer retangulares para medidas de corrente fasoriais de linha e alivia problemas numéricos encontrados durante a fase de inicialização do algoritmo de estimação de estado. Os resultados apresentados indicam que o algoritmo proposto melhora a precisão e apresenta um melhor comportamento quando comparado com o estimador de estado tradicional.

### 3.4 Conclusões

Este capítulo introduziu alguns conceitos relacionados com os sistemas de medição fasorial sincronizada, descrevendo de forma sintetizada a composição destes sistemas e a tecnologia dos equipamentos usados. É feita uma introdução histórica relativa ao aparecimento destes sistemas de medição. Também são exploradas as diversas aplicações destes sistemas de medição enfatizando-se a sua utilização na estimação de estado, por ser do âmbito do trabalho desenvolvido.

Pelo número de publicações científicas desde meados dos anos noventa, mas principalmente pela quantidade que se concentra nos últimos anos, podemos afirmar que este é um tema atual, a despertar o interesse de empresas e investigadores, e que ainda carece de ferramentas de estudo que apoiem as decisões técnicas e económicas das empresas que exploram o sistema. Pode também considerar-se a dificuldade que existe em encontrar trabalhos com que seja possível estabelecer uma comparação de resultados, uma vez que existem várias opções relativamente à abordagem da utilização de medidas fasoriais sincronizadas: uns autores consideram estimadores com medidas convencionais *SCADA* e com medidas *PMU* e outros estimadores lineares com medidas *PMU*, uns destacam a observabilidade, outros a sua utilização na deteção e identificação de medidas afetadas de erros, uns centram-se sobre objetivos mais técnicos e outros sobre objetivos económicos, uns trabalham com redes de distribuição e outros com redes de transmissão.

Esta tese, como extensão dos trabalhos já realizados, explora métodos para combinar medidas convencionais *SCADA* e medidas fasoriais sincronizadas no processo da estimação de estado e avalia a influência das medidas provenientes das *PMUs* na solução e no desempenho do estimador de estado.

# 4

---

## ANÁLISE DE OBSERVABILIDADE

### 4.1 Introdução

A realização de uma análise de observabilidade de sistemas em tempo real é significativamente importante pois condiciona a operação dos *SEEs*. Se a configuração de medida for insuficiente para a determinação do estado do sistema terão de ser executados procedimentos alternativos com vista à recuperação da observabilidade e posterior estimação das variáveis de estado que irão fundamentar as ações do operador de sistema.

Garantir a observabilidade do sistema constitui requisito fundamental para a realização do processo de estimação de estado e consequente determinação do vetor estado do sistema.

O estudo da observabilidade de um sistema consiste essencialmente em analisar se as medidas que fazem parte da configuração de medidas disponível fornecem informação suficiente para a obtenção do estado do sistema.

Esta informação está condicionada pelo número, tipo e localização das medidas disponíveis. Se existirem medidas suficientes e se estas se encontrarem adequadamente distribuídas no sistema para que a estimação de estado seja possível, o sistema é dito observável.

Se o sistema não for observável é importante identificar as partes do sistema que o são, ou seja é importante identificar as ilhas observáveis.

Nas ilhas observáveis a redundância de medidas é definida como a relação entre o número de medidas e o número dos variáveis de estado, apresentando-se tipicamente entre os valores de 1.7-2.2 de redundância.

Como referido a concretização com sucesso da estimação de estado do sistema implica uma adequada escolha da configuração de medida a ser utilizada. Esta escolha está condicionada pelos critérios:

- Fiabilidade e observabilidade: o número, tipo e a localização dos dispositivos de medição devem garantir a observabilidade do sistema, mesmo na eventualidade de perda de uma ou mais medidas ou até de falha de um dos dispositivos de medição;

- Detecção e identificação de erros grosseiros nas medidas: o número de medidas deve proporcionar uma redundância que garanta a ausência de medidas críticas e/ou conjuntos críticos de medidas [108].

Uma adequada escolha da configuração de medidas não garante, contudo, o sucesso da estimação de estados. A ocorrência de problemas no sistema de telemetria por introdução de erros, perda de medidas, etc, pode inviabilizar a estimação de estado, mesmo num sistema previamente tido como observável.

O estimador de estado deverá, portanto, acautelar a eventualidade da perda de medidas e/ou a ocorrência de medidas afetadas de erros grosseiros durante todo o processo de estimação de estado. É necessário verificar se o sistema continua observável e se o é, é necessário verificar a existência de medidas críticas e de conjuntos críticos de medidas.

Uma medida é considerada crítica se a sua eliminação do conjunto de medidas provoca uma diminuição da característica da matriz jacobiana de medida, tornando o sistema não observável [116]. Um conjunto crítico é definido como um subconjunto de medidas tal que, a eliminação de qualquer uma destas torna simultaneamente críticas todas as demais medidas do referido subconjunto [32].

Se se verificar a não observabilidade do sistema importa determinar as medidas (ou pseudomedidas) necessárias à restauração da observabilidade do sistema.

As medidas provenientes do sistema *SCADA* são medidas que muitas vezes encontram-se afetadas de erros. Estes erros devem-se essencialmente à falta de calibração periódica dos instrumentos, deterioração dos instrumentos devido a fatores como temperatura e ambientais, escalas usadas que não representam a não linearidade de alguns equipamentos (como transformadores de corrente), sistema trifásico desequilibrado, falhas nos instrumentos de medida, falhas no sistemas de comunicação etc.

Amplamente reconhecidos como um dos mais promissores desenvolvimentos no campo da supervisão e monitorização em tempo real de *SEEs*, as *PMUs* disponibilizam medidas fasoriais com elevada precisão e uma taxa de amostragem muito superior quando comparadas às medidas *SCADA*.

Encontrando-se disponíveis no sistema medidas deste tipo, a ideia foi utiliza-las como medidas para o restabelecimento da observabilidade total do sistema.

É apresentada, neste capítulo, uma análise da observabilidade, onde são usadas medidas provenientes das *PMUs* como medidas que visam a restauração da observabilidade do sistema.

A metodologia implementada tem como base o método de análise de observabilidade desenvolvido por [30].

O primeiro passo é estudar a observabilidade do sistema com a configuração de medidas inicial.

Após a realização da análise de observabilidade e se existirem partes não observáveis do sistema é desencadeado um procedimento com vista à junção da parte não observável identificada à restante parte observável do sistema.

O procedimento seguido baseia-se na utilização medidas provenientes de *PMUs* que se encontrem disponíveis no sistema como forma de tornar o sistema completamente observável.

## 4.2 Metodologia de Identificação da Observabilidade

A análise de observabilidade é um procedimento de procura de partes de um sistema para o qual, dispondo de uma dada topologia de rede e distribuição de medidas é possível realizar o procedimento da estimação de estado. Pode ser avaliada mediante a topologia da rede os tipos e localizações das medidas.

Podemos dividir os métodos utilizados na análise e restabelecimento da observabilidade de um sistema em métodos topológicos e em métodos numéricos.

Os métodos topológicos são métodos que não exigem grandes cálculos matemáticos mas que sendo de natureza combinatória são métodos de maior complexidade.

Os métodos numéricos são métodos de implementação mais simples mas que ficam mais sujeitos a problemas de carácter numérico.

Dois conceitos diferentes de observabilidade são, então, definidos para um modelo de sistema linear [117]:

Observabilidade topológica: é um conceito de observabilidade que está ligada ao conceito de *maximal spanning tree*, ou seja, árvore que contém todos os nós do grafo representativo do sistema. Foi inicialmente proposto para sistemas representados por modelos nó/ramo. Esta árvore liga todos os nós através de ramos e é de característica completa (*full rank*) se for possível atribuir uma medida a cada um dos ramos (medida ou calculada).

Observabilidade numérica: é um conceito de observabilidade que está relacionado com o facto de o modelo do sistema para um dado conjunto de medidas permitir resolução da estimação de estado do vetor estado do sistema. O número de barramentos tornados observáveis é inferido pela característica (*rank*) de matriz jacobiana de medidas  $H$ . Se a matriz  $H$  for de característica completa (*full rank*), ou seja, se possui uma característica numericamente igual ao número de variáveis de estado a serem estimadas e se for bem acondicionada então o sistema é numericamente observável.

O número de barramentos com variáveis de estado ( $N$ ) que não podem ser calculadas é determinado pela expressão (4.1).

$$\frac{N - (\text{característica}(H) + 1)}{2} \quad (4.1)$$

Quando o sistema é completamente observável não existem barramentos não observáveis e o resultado de (4.1) é zero.



A observabilidade do sistema pode, desta forma, ser decidida quer por uma análise topológica quer pela análise da matriz jacobiana. A observabilidade topológica pode não garantir solução do problema de estimação de estado, podem ocorrer problemas numéricos (relacionados com a singularidade da matriz jacobiana), podendo o problema não ser numericamente resolúvel.

A metodologia para proceder a uma análise de observabilidade e restabelecimento da mesma quando verificada a não observabilidade do sistema usada neste trabalho é explanada de seguida. Esta resulta da expansão do método de análise de observabilidade numérica apresentado em [30]. No método proposto neste trabalho a observabilidade do sistema é alcançada com recurso a medidas provenientes de *PMUs*.

Considerando o modelo linearizado de medidas, dado que os erros de medidas são irrelevantes na análise da observabilidade,

$$\Delta z = H \Delta x \quad (4.2)$$

onde,  $\Delta z$  corresponde ao erro entre a correspondente grandeza no vetor de medida e o seu valor calculado para um valor de  $x_0$  estimado,  $\Delta x$  corresponde ao erro das variáveis de estado. O erro estimado é dado por:

$$\Delta \hat{x} = \left( H^T R^{-1} H \right)^{-1} H^T R^{-1} \Delta z \quad (4.3)$$

Se a matriz de ganho  $\left( H^T R^{-1} H \right)$  for não singular ou se a característica de  $H$  for igual ao número total de barramentos com variáveis de estado, poderá ser encontrada uma solução única para  $\Delta \hat{x}$ . O modelo linearizado poderá ser desacoplado considerando a fraca ligação entre os pares de  $P - V$  e  $Q - \theta$ :

$$\Delta z_P = H_{PP} \Delta \theta \quad (4.4)$$

$$\Delta z_Q = H_{QQ} \Delta V \quad (4.5)$$

onde  $\Delta \theta$  e  $\Delta V$  equivalem ao erro das variáveis de estado de correspondentes, respetivamente, às fases das tensões e amplitudes das tensões nos barramentos;  $\Delta z_P, \Delta z_Q$  correspondem aos vetores

dos erros de medidas de potência ativa e reativa respetivamente,  $H_{PP} = \frac{\partial h_P}{\partial \theta}$  corresponde à matriz

jacobiana de medida desacoplada para medidas de potência ativa e  $H_{QQ} = \frac{\partial h_Q}{\partial V}$  corresponde à

matriz jacobiana de medida desacoplada para medidas de potência reativa. Uma vez que as medidas de potência ativa e reativa surgem em pares, a observabilidade  $P - \theta$  e  $Q - V$  pode ser testada

separadamente. Seguindo a análise  $P - \theta$ , deverá ser garantida a disponibilidade de pelo menos uma medida de tensão por cada “ilha” observável do sistema pois deste modo fica garantida a medição da tensão no barramento de referência.

Utilizando uma aproximação como modelo DC como modelo simplificado das equações de medida, poder-se-á assumir para efeitos de análise da observabilidade do sistema que esta é independente dos parâmetros de linha e do estado de funcionamento do sistema. Poder-se-á assumir que as linhas possuem uma impedância puramente reativa de 1 p.u., desprezando para o efeito os elementos “shunt” e as resistências de linha, e que são conhecidas todas as tensões nos barramentos e que encontram-se a 1 p.u. Os trânsitos de potência podem ser escritos a partir da matriz das incidências nodais e de acordo com modelo DC são definidos como:

$$P_b = A_{inc} \theta \quad (4.6)$$

onde  $P_b$  corresponde ao vetor com os trânsitos nos ramos,  $A_{inc}$  corresponde à matriz das incidências nó-ramo e  $\theta$  é o vetor correspondente aos ângulos de fase das tensões nos barramentos.

Se o estado estimado  $\hat{\theta}$  for zero então e de acordo com a equação (4.6) os trânsitos nos ramos também serão iguais a zero. Utilizando o modelo de medida DC equação (4.7) a estimativa para  $\theta$  pelo método dos mínimos quadrados é definida na equação (4.8).

$$H_{PP} \theta = z_P \quad (4.7)$$

$$\hat{\theta} = \left( H_{PP}^T H_{PP} \right)^{-1} H_{PP}^T z_P = G_{PP}^{-1} t_P \quad (4.8)$$

Uma estimativa nula para  $\hat{\theta}$  é obtida, para um sistema observável, se todas as medidas do sistema  $\Delta z_P$ , correspondentes a trânsitos e injeções de potência, forem iguais a zero. Se existir uma estimativa para  $\hat{\theta}$  que satisfaça a equação de medida (4.9) e o sistema possui um trânsito diferente de zero (4.10) então,  $\hat{\theta}$  constituirá um estado não observável, e os ramos onde o trânsito é diferente de zero serão referidas como ramos não observáveis.

$$H_{PP} \hat{\theta} = 0 \quad (4.9)$$

$$P_b = A_{inc} \hat{\theta} \neq 0 \quad (4.10)$$

Se o sistema não for observável, então as “ilhas” observáveis que se encontram separadas por ramos não observáveis podem ser identificadas como descrito em [30, 118].

Considerando o modelo linearizado desacoplado onde todas as medidas são colocadas a zero:

$$\left(H_{PP}^T H_{PP}\right) \hat{\theta} = H_{PP}^T z_P = t_P = 0 \quad (4.11)$$

a matriz  $H_{PP}$  é singular, mesmo para sistemas totalmente observáveis pois o ângulo de fase do barramento de referência está incluído no vetor estado  $\theta$ .

### 4.3 Restabelecimento da observabilidade com recurso a medidas fasoriais

Dado uma rede de  $N$  barramentos e  $m$  medidas de fasores de tensão e corrente, a equação linear que relaciona o vetor medida com o vetor estado dos sistema é dado por:

$$z = Hx + e \quad (4.12)$$

onde o vetor  $z$  é linearmente relacionado ao vetor estado  $x$  de dimensão  $N$ ,  $x$  é o vetor estado que contém as variáveis de estado correspondentes aos ângulos de fase nos  $N$  barramentos.  $H$  é a matriz jacobiana desacoplada de medidas de potência ativa em relação aos ângulos de fase,  $e$  é o vetor erro de medida e a matriz covariância do erro é a matriz identidade.

Como referido anteriormente a matriz ganho desacoplada para medidas de potência ativa é então caracterizada por:

$$G_{PP} = H_{PP}^T H_{PP}, \text{ onde } H_{PP} = \frac{\partial h_P}{\partial \theta} \quad (4.13)$$

Os ramos não observáveis são facilmente identificáveis pela factorização da matriz ganho. A factorização de Cholesky é interrompida assim que é encontrado um pivot zero.

Considerando o passo onde o primeiro pivot zero é encontrado no decorrer da factorização da matriz ganho singular como:

$$G_{pp} = \begin{bmatrix} d_1 & & & & & \\ & d_2 & & & & \\ & & \ddots & & & \\ & & & d_i & & \\ & & & & 0 & 0 \dots 0 \\ & & & & 0 & \times \times \times \\ & & & & \vdots & \times \times \times \\ & & & & 0 & \times \times \times \end{bmatrix} \quad (4.14)$$

Quando um pivot zero é encontrado, é substituído por 1 e a correspondente entrada no vetor  $t_p$  por um valor arbitrário. Estes valores arbitrários devem assumir valores distintos uns dos outros. Uma escolha possível recai em números inteiros por ordem crescente, tal como 1, 2, 3, etc. Torna-se possível a identificação de ramos não observáveis pela análise do vetor  $P_b$ . Substituindo (4.11) em (4.10) o vetor  $P_b$  é definido por:

$$P_b = A_{inc} G_{pp}^{-1} t_p \quad (4.15)$$

onde  $A_{inc}$  é a matriz das incidências nodais.

Se um elemento do vetor  $P_b$  é diferente de zero o ramo correspondente é não observável. Os ramos não observáveis e as injeções incidentes nestes são retirados e o procedimento anterior é repetido até não serem encontrados mais ramos não observáveis. Os ramos não observáveis separam “ilhas” observáveis. A identificação destes ramos não observáveis conduz à identificação das “ilhas” observáveis. Um sistema que não possua ramos não observáveis será um sistema totalmente observável.

Sendo um sistema não observável e tendo sido identificadas as “ilhas” observáveis do sistema novas medidas são adicionadas ao conjunto de medidas com o objetivo de ligar as “ilhas” observáveis tornando o sistema totalmente observável.

Nesta abordagem são utilizadas medidas provenientes das *PMUs* para o efeito. O método utilizado seleciona um conjunto de medidas capaz de garantir a observabilidade do sistema sem contaminar as partes observáveis. Estas medidas tornam observáveis todos os ramos não observáveis, agregando as diversas “ilhas” observáveis do sistema numa única “ilha” observável.

São medidas formadas a partir de medidas provenientes das *PMUs* disponíveis no sistema. Estas poderão ser medidas de ramos que ligam “ilhas” observáveis ou injeções nos barramentos fronteira das “ilhas” observáveis do sistema. As *PMUs* medem os fasores da tensão nos barramentos e os fasores das correntes nas linhas.

Algumas considerações são assumidas relativamente ao efeito das medidas provenientes da *PMUs* na observabilidade do sistema:

- Um barramento diretamente observável é um barramento onde se localiza uma *PMU* que mede diretamente a amplitude e a fase da tensão no respetivo barramento;
- Todos os barramentos vizinhos de um barramento com uma *PMU* são observáveis;

A estratégia adotada pela metodologia implementada para resolver o problema do restabelecimento da total observabilidade do sistema pode ser resumida em:

- 1) Uso de medidas provenientes de *PMU* disponíveis no sistema. É assumido que a colocação de uma *PMU* num barramento faz com que o barramento e os seus vizinhos sejam observáveis.
- 2) Estabelecimento de um conjunto de medidas que contenha as medidas candidatas a ligar as “ilhas” observáveis do sistema. As medidas candidatas é conveniente que sejam medidas provenientes de *PMUs* correspondentes aos ramos detetados não observáveis e correspondentes a barramentos na fronteira das “ilhas observáveis” identificadas.
- 3) Avaliar a observabilidade do sistema de acordo com a análise de observabilidade.
- 4) Se a observabilidade completa não é alcançada então deve iniciar-se os primeiros passos novamente para as “ilhas” não observáveis até se alcançar observabilidade completa do sistema.

A observabilidade do sistema pode ser alcançada de acordo com método descrito anteriormente e permite a constituição de um conjunto de medida que garante a completa observabilidade do sistema.

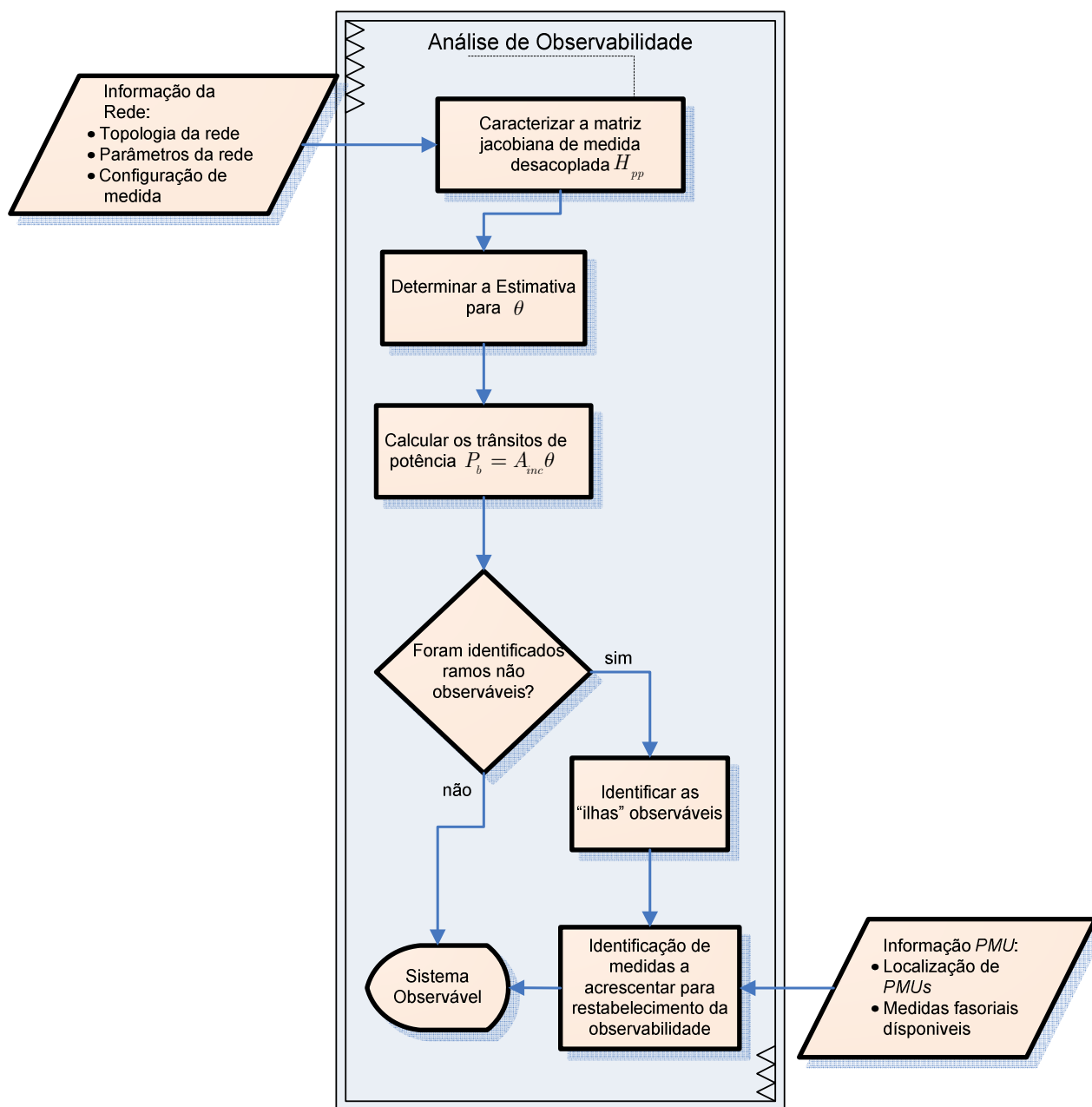


Figura 4.1: Fluxograma da metodologia de análise e restabelecimento da observabilidade

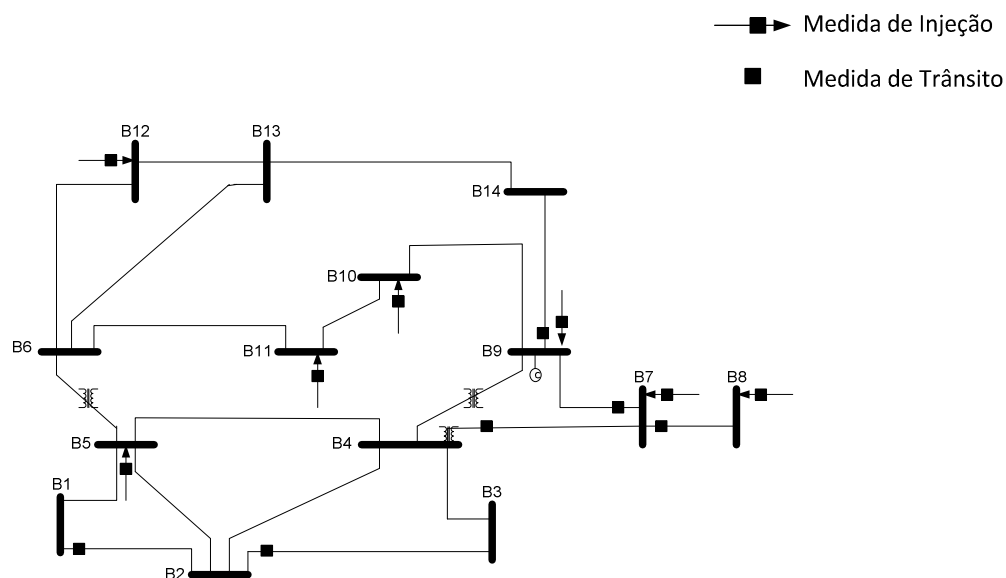
## 4.4 Aplicação da metodologia de análise e restabelecimento da observabilidade

Neste ponto são apresentados alguns exemplos da metodologia de análise e restabelecimento da observabilidade de um sistema.

Esta metodologia foi usada no trabalho desenvolvido e apresentado nesta tese como aplicação de pré-processamento da configuração de medidas a ser utilizada na estimação de estado.

A metodologia descrita foi aplicada a título de exemplo nos sistemas de teste *IEEE* de 14, 30 e 57 barramentos.

A configuração de medida para o exemplo com o sistema de teste de *IEEE* de 14 barramentos encontra-se representada na Figura 4.2.



**Figura 4.2: Configuração de medida usada no exemplo com o sistema de teste 14 barramentos**

A descrição da análise da observabilidade do sistema é apresentada com detalhe. Uma vez que as medidas de potência ativa e reativa se encontram disponíveis aos pares é possível testar a observabilidade  $P - \theta$  e  $Q - V$  separadamente. Foi efetuada uma análise de observabilidade  $P - \theta$ .

De acordo com a configuração de medida a matriz jacobiana de medida é caracterizada por:

$$H_{PP} = \begin{bmatrix} -1 & -1 & 0 & -1 & 4 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 3 & -1 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & -1 & 0 & 4 & -1 & 0 & 0 & 0 & -1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 2 & -1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & -1 & 2 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 2 & -1 & 0 \\ 1 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 \end{bmatrix} \quad (4.16)$$

A matriz de ganho desacoplada para as medidas de potência ativa é caracterizada por:

$$G_{PP} = H_{PP}^T \cdot H_{PP} = \begin{bmatrix} 3 & 0 & -1 & 1 & -4 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 2 & 0 & 1 & -4 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -1 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 0 & 4 & -4 & 1 & -3 & 1 & -3 & 1 & 0 & 0 & 0 & 1 \\ -4 & -4 & 0 & -4 & 16 & -4 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 0 & 1 & -4 & 3 & 0 & 0 & 0 & 1 & -2 & -2 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -3 & 0 & 0 & 14 & -5 & -8 & 1 & 0 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & -5 & 3 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -3 & 0 & 0 & -8 & 1 & 20 & -6 & 1 & 0 & 0 & -5 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 1 & 1 & 0 & -6 & 6 & -4 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -2 & 0 & 0 & 1 & -4 & 5 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -2 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 4 & -2 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -2 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & -5 & 1 & 0 & 0 & 0 & 2 \end{bmatrix} \quad (4.17)$$

Uma vez que o ângulo de fase do barramento de referência é incluído, a matriz ganho é singular e assim é fatorizada sendo os seus pivots zero substituídos por 1, obtendo:

$$L = \begin{bmatrix} 1.73 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1.41 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -0.58 & 0 & 0.82 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0.58 & 0.71 & 0.41 & 1.73 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -2.31 & -2.83 & -1.63 & 0 & \boxed{1} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0.58 & 0.71 & 0.41 & 0 & -4 & 1.41 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -1.73 & 0 & 0 & 3.32 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0.58 & 0 & 0 & -1.21 & 1.1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -1.73 & 0 & 0 & -3.32 & -1.82 & 1.64 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0.58 & 0 & 0.71 & 0.60 & 0.36 & -1.43 & 1.62 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1.41 & 0 & 0 & 0.61 & -1.31 & 0.95 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1.41 & 0 & 0 & 0 & 0.62 & -1.25 & 0.23 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0.71 & 0 & 0 & 0 & -0.31 & 0.63 & -0.12 & \boxed{1} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0.58 & 0 & 0 & 0.60 & 0.36 & -0.82 & -0.62 & -0.33 & -0.12 & 0 & \boxed{1} \end{bmatrix} \quad (4.18)$$



Em (4.18) encontram-se identificadas as posições onde ocorreu a substituição dos pivots zero por uns.

São atribuídos valores arbitrários na posição dos pivots zero à correspondente entrada no vetor  $t_p$ :

$$t_p = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & \boxed{0} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \boxed{1} & \boxed{2} \end{bmatrix} \quad (4.19)$$

Os elementos do vetor  $t_p$  identificados equivalem às posições e correspondentes atribuições de valores arbitrários.

$$G_{PP}^{-1} \cdot t_p = (L \cdot L^T)^{-1} \cdot t_p = \begin{bmatrix} -2 & -2 & -2 & 2 & 0 & 2 & 2 & 2 & 2 & 2 & 2 & 1.5 & 1 & 2 \end{bmatrix}^T \quad (4.20)$$

Os trânsitos estimados nos ramos são obtidos substituindo (4.19) e (4.20) em (4.15):

$$P_b = \begin{bmatrix} 0 & -2 & 0 & -4 & -2 & -4 & 2 & 0 & 0 & -2 & 0 & 0.5 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0.5 & -1 \end{bmatrix}^T \quad (4.21)$$

Os ramos correspondentes à posição 2, 4, 5, 6, 7, 10, 12, 13, 19 e 20 do vetor  $P_b$  possuem trânsitos não nulos correspondendo aos ramos não observáveis. São eles os ramos 1-5, 2-4, 2-5, 3-4, 4-5, 5-6, 6-12, 6-13, 12-13 e 13-14. Na Figura 4.3 é possível verificar as “ilhas” observáveis do sistema, separadas pelos ramos não observáveis identificados em (4.21).

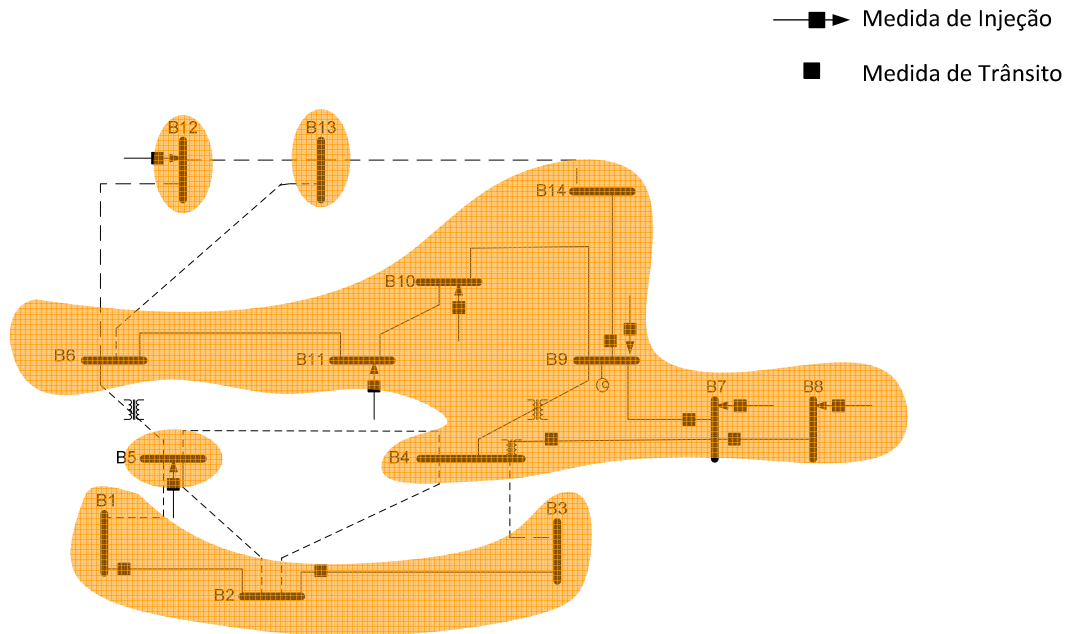


Figura 4.3: “Ilhas” observáveis no exemplo com o sistema de teste IEEE de 14 barramentos

Um procedimento idêntico foi feito para analisar a observabilidade dos outros dois sistemas de testes testados, a *IEEE* de 30 barramentos e a *IEEE* de 57 barramentos. As configurações de medida iniciais consideradas encontram-se sumariadas na Tabela 4-1.

**Tabela 4-1: Configurações de medidas iniciais dos sistemas de teste *IEEE* utilizados nos exemplos**

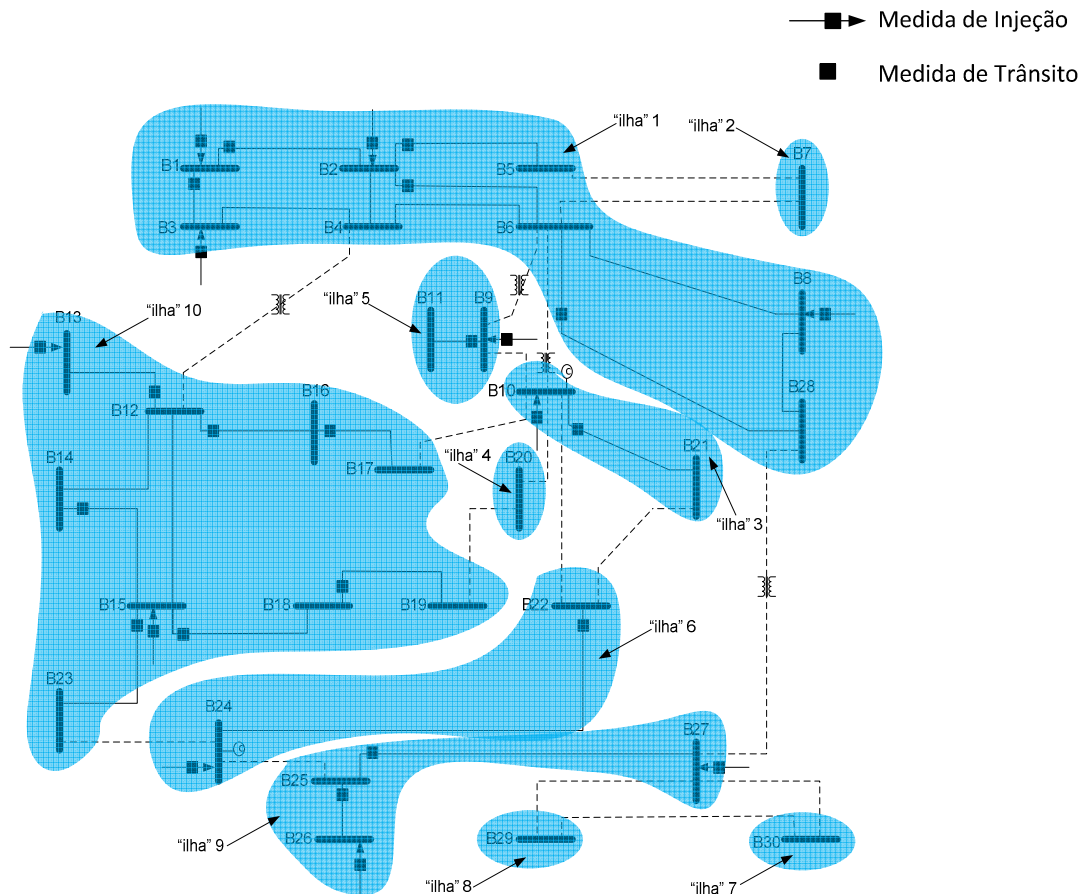
<b>Sistema de teste</b>	<b>Barramento de injeção nula</b>	<b>Ramos não observáveis</b>	<b>Redundância inicial</b>
14 barramentos 20 linhas	7	Injeções: 5, 7, 8, 9, 10, 11, 12. Trânsitos: 1-2, 2-3, 4-7, 7-8, 7-9, 9-14.	$\cong 1$
30 barramentos 41 linhas	6, 9, 22, 25, 27, 28	Injeções: 1, 2, 3, 8, 9, 10, 13, 15, 24, 26, 27. Trânsitos: 1-2, 1-3, 2-5, 2-6, 6-28, 9-11, 10-21, 12-13, 12-16, 14-15, 15-23, 16-17, 15-18, 18-19, 22-24, 25-26, 25-27.	$\cong 1$
57 barramentos 78 linhas	4, 7, 11, 21, 22, 24, 26, 34, 36, 37, 39, 40, 45, 46, 48	Injeções: 1, 3, 5, 7, 8, 10, 11, 12, 13, 16, 17, 20, 21, 29, 30, 31, 33, 34, 37, 38, 39, 44, 46, 48, 49, 52, 54, 55, 56, 57. Trânsitos: 2-3, 3-15, 4-5, 6-7, 6-8, 9-11, 9-55, 11-13, 14-15, 15-45, 18-19, 20-21, 22-38, 23-24, 25-30, 26-27, 27-28, 32-33, 35-36, 37-38, 40-56, 41-42, 41-43, 50-51.	$\cong 1$

Após aplicado o procedimento conducente à análise da observabilidade foram identificados os ramos não observáveis para as redes de teste *IEEE* de 30 e 57 barramentos sumariados na Tabela 4-2.

**Tabela 4-2: Identificação dos ramos não observáveis redes *IEEE* utilizadas**

<b>Sistemas</b>	<b>Ramos não observáveis</b>	
14	1-5, 2-4, 2-5, 3-4, 4-5, 5-6, 6 12, 6 13, 12-13 e 13-14	<b>Figura 4.3</b>
30	4-12, 5-7, 6-7, 6-9, 6-10, 9-10, 10-17, 10-20, 10-22, 19-20, 21-22, 23-24, 24-25, 27-28, 27-30, 29-30	<b>Figura 4.4</b>
57	1-2, 1-15, 1-16, 1-17, 4-18, 9-10, 9-12, 10-12, 10-51, 12 13, 12-16, 12-17, 13-49, 14-46, 22-23, 24-25, 24-26, 32-34, 34-35, 36-37, 36-40, 37 39, 38 44, 38 48, 38-49, 39-57, 41-56, 42-56, 44-45, 46-47, 47-48, 48-49, 49-50, 56-57	<b>Figura 4.5</b>

Com a identificação dos ramos não observáveis é possível diferenciar as “ilhas” observáveis do sistema conforme ilustra a Figura 4.4 e a Figura 4.5. Depois de identificadas as “ilhas” observáveis é necessário adicionar mais medidas à configuração de medidas de forma a juntar as “ilhas” observáveis e estabelecer uma única “ilha” observável.



**Figura 4.4: “Ilhas” observáveis no exemplo com o sistema de teste *IEEE* de 30 barramentos**

São candidatas medidas correspondentes aos trânsitos nos ramos não observáveis e injeções nos barramentos na fronteira das ilhas observáveis. As medidas usadas são medidas provenientes de *PMUs* disponíveis nos barramentos selecionados.

A Tabela 4-3 esquematiza para cada sistema de teste, a localização das *PMUs*, as medidas que são adicionadas ao conjunto de medidas inicial, a nova redundância, e os resultados da nova análise de observabilidade.

A escolha da localização das *PMUs* nos barramentos deve ser tal que forneça as medidas a acrescentar na configuração de medidas que tornem os ramos não observáveis em observáveis e que correspondam ao número mínimo de *PMU*. A colocação de uma *PMU* em barramentos que liguem vários ramos não observáveis irá maximizar a cobertura permitindo o uso de um número mínimo de *PMUs*. Nas Figura 4.6, Figura 4.7 e Figura 4.8 encontram-se esquematizadas as configurações de

medida finais que tornam o sistema totalmente observável para as redes de 14, 30 e 57 barramentos respectivamente.

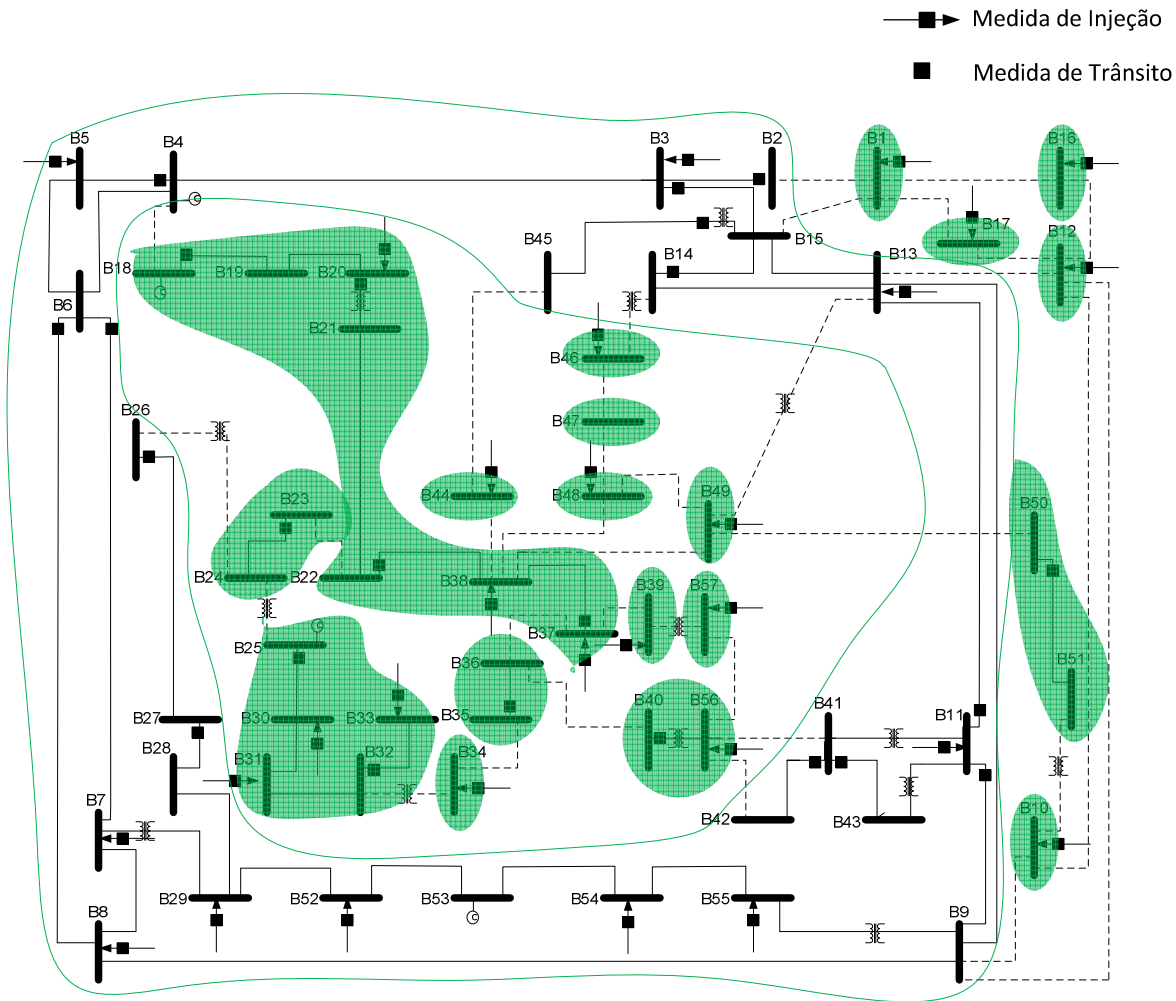


Figura 4.5: “Ilhas” observáveis no exemplo com o sistema de teste *IEEE* de 57 barramentos

Tabela 4-3: Medidas utilizadas para obter o restabelecimento da observabilidade do sistema

Sistema	PMU	Medidas adicionadas	$\eta_{nova}$	
14	4, 5, 6, 13	1-5, 2-4, 2-5, 3-4, 5-6, 6-13, 12-13, 13-14	1.7	Figura 4.6
30	4, 5, 6, 10, 19, 21, 24, 27, 29	Corrente injetada: 4, 5, 19, 21, 24, 29 Corrente na linha: 4-12, 5-7, 6-7, 10-17, 10-20, 10-22, 19-20, 21-22, 23-24, 24-25, 27-28, 27-29, 27-30, 29-30	1.6	Figura 4.7
57	1, 4, 10, 12, 14, 22, 24, 34, 36, 38, 39, 47, 49, 56	Corrente injetada: 1, 10, 12, 14, 38, 47, 49, 56 Corrente na linha: 1-2, 1-15, 1-16, 1-17, 4-18, 9-10, 9-12, 10-12, 10-51, 12-13, 12-16, 12-17, 13-49, 14-46, 22-23, 24-25, 24-26, 32-34, 34-35, 36-37, 36-40, 37-39, 38-44, 38-48, 38-49, 39-57, 41-56, 42-56, 44-45, 46-47, 47-48, 48-49, 49-50, 56-57	1.6	Figura 4.8

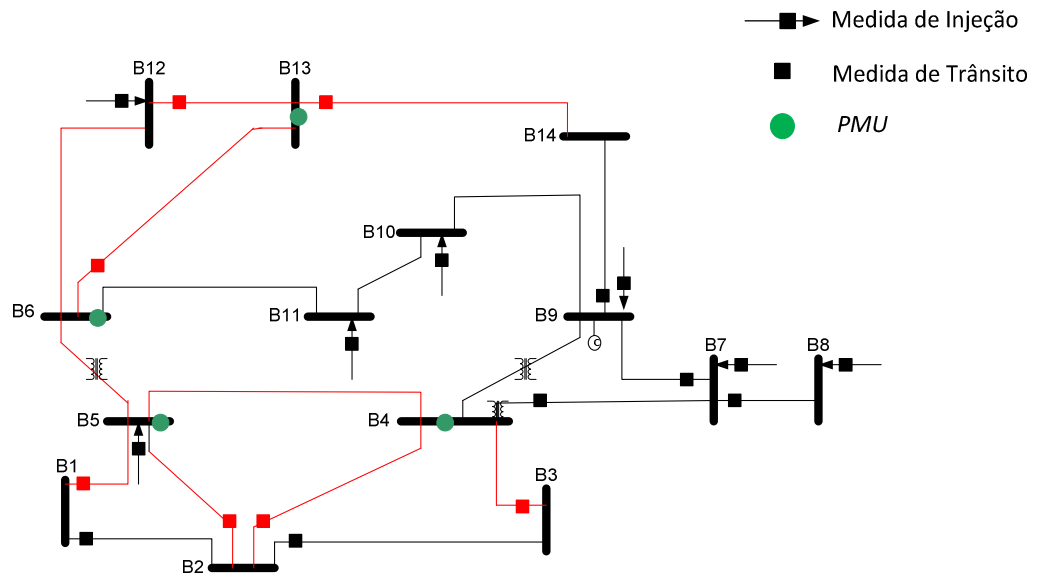


Figura 4.6: Configuração de medida final para o sistema de teste de 14 barramentos

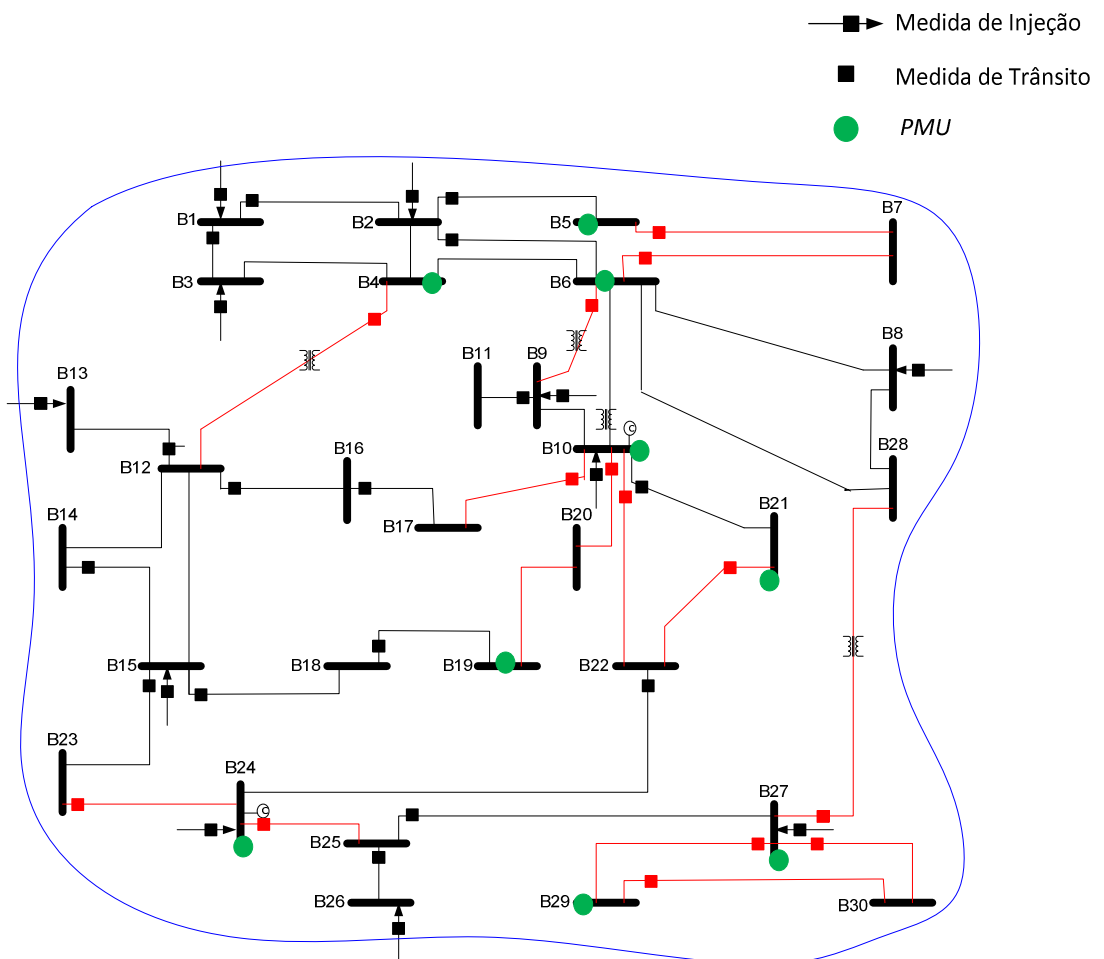


Figura 4.7: Configuração de medida final para o sistema de teste de 30 barramentos

Os resultados obtidos nos testes realizados nos vários sistemas demonstraram que cerca de 30% dos barramentos com *PMU* e dependendo da sua localização permitem o restabelecimento da observabilidade do sistema.

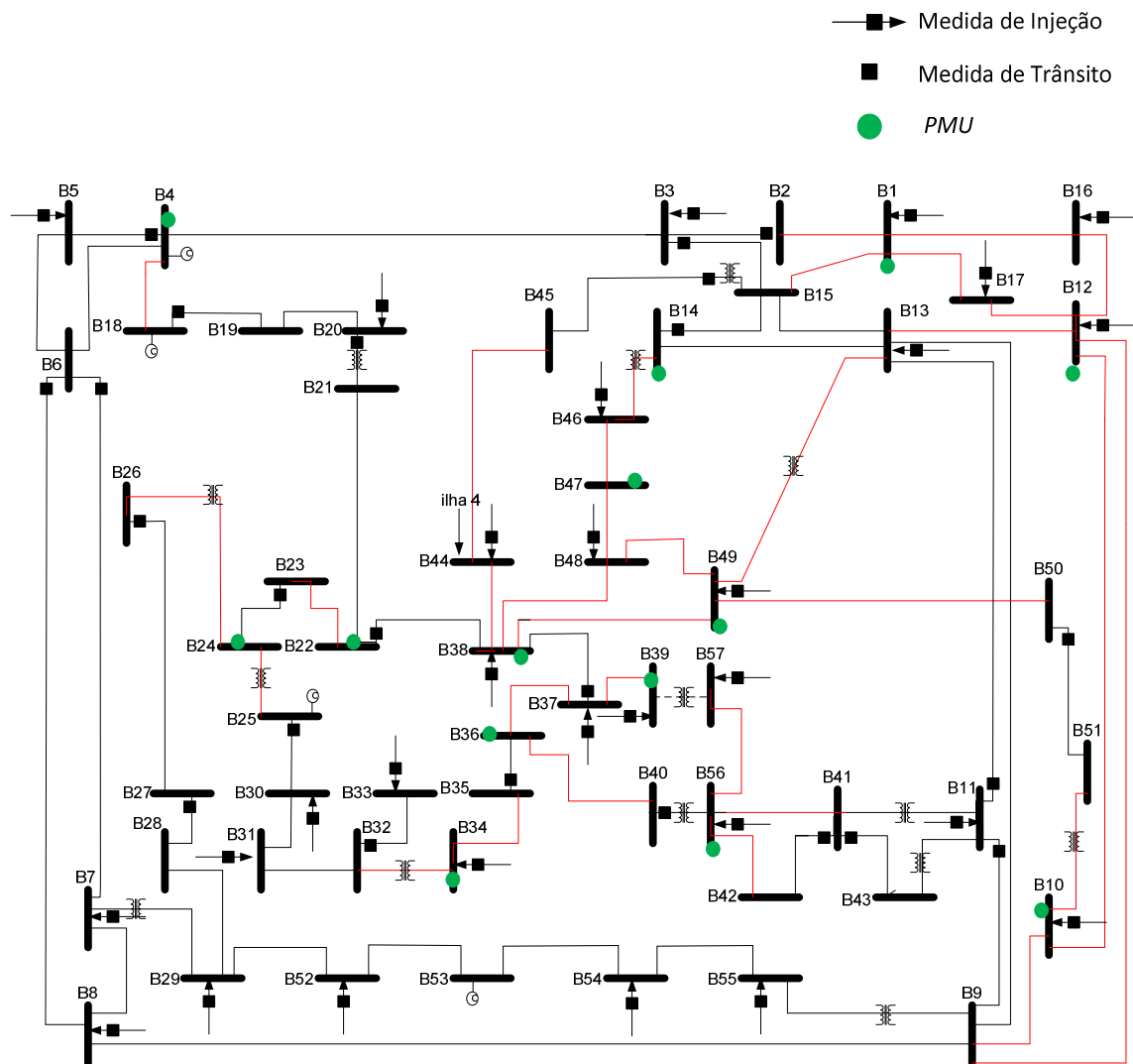


Figura 4.8: Configuração de medida final para o sistema de teste de 30 barramentos

## 4.5 Conclusões

Os *EMS* necessitam de, em tempo real, monitorizar, com elevada precisão, as variáveis de estado do sistema, ou seja, os fasores das tensões nos barramentos (módulo e fase).

A estimação de estado constitui o núcleo de todas as operações de controlo do *SEE* e a disponibilidade de *PMUs* num sistema que é não observável pode viabilizar a realização da estimação de estado.

Neste capítulo, foi apresentada uma abordagem que utiliza as medidas fasoriais disponíveis, de forma a permitir que o sistema recupere a observabilidade.

A metodologia implementada resulta da expansão do método introduzido em [30]. Revelou-se numa metodologia de fácil implementação com resultados válidos e adequados como pré-processamento para a estimação de estado.

Esta abordagem, embora não determine a solução ótima que minimiza o número de *PMUs* utilizadas, pode, no entanto, ser usada como metodologia de restabelecimento da observabilidade do sistema, dado que cada vez mais se encontram *PMUs* disponíveis nos *SEEs*.





# 5

---

## INTEGRAÇÃO DE MEDIDAS FASORIAIS SINCRONIZADAS NA ESTIMAÇÃO DE ESTADO

### 5.1 Introdução

Uma das aplicações mais importantes da modelação em tempo real de um sistema elétrico é a estimação de estado que processa um conjunto de medidas de forma a estimar o estado do sistema. Os dados necessários ao estimador de estado, correspondentes às medidas analógicas e ao estado dos disjuntores do sistema, são facultados pelo sistema *SCADA*. Os estados dos dispositivos existentes na rede são utilizados pelo processador topológico de forma a determinar a conectividade da rede. O estimador de estado utiliza as medidas analógicas, os dados relativos à topologia da rede, parâmetros da rede e as pseudomedidas para produzir a melhor estimativa para as variáveis de estado: amplitude das tensões nos barramentos e respetivos ângulos de fase. Na estimação de estado convencional, o conjunto de medidas contém, tipicamente, medidas de amplitude da tensão nos barramentos, trânsitos de potência ativa e reativa e potências ativa e reativas injetadas.

O aparecimento das *PMUs* originou alterações significativas no processo da estimação de estado, conduzindo a uma linearização do problema de estimar as variáveis de estado do sistema, uma vez que as grandezas medidas pela *PMU*, devido à sua simultaneidade e elevada precisão, correspondem à medida do estado do sistema. O custo destas unidades de medição fasorial é o fator que limita que sejam apenas usadas medidas fasoriais no processo da estimação de estado. Quanto maior for a dimensão do sistema mais *PMUs* serão necessárias para tornar o sistema completamente observável apenas com recurso a medidas provenientes das *PMUs*, sendo atualmente economicamente inviável para a maioria das empresas do setor (*utilities*).

A utilização de medidas provenientes das *PMUs* como entradas no estimador de estado permite expandir o conjunto de medidas para a estimação de estado com medidas fasoriais das tensões nos barramentos e correntes nas linhas. É sempre vantajosa a adição de medidas fasoriais na formulação da estimação de estado, mesmo que em número reduzido. As medidas fasoriais provenientes das *PMUs* a serem usadas na estimação de estado deverão sê-lo em coabitação conjunta com as medidas convencionais do *SCADA*, ou seja, os estimadores deverão usar medidas convencionais *SCADA*, tais como potências injetadas e trânsitos de potência, e também medidas provenientes das *PMUs* de correntes e tensão fasoriais no barramento onde é instalada a *PMU*.

Quando existem *PMUs* disponíveis no sistema, estão disponíveis dados correspondentes aos fasores das tensões e correntes, e a sua utilização resulta na ampliação do vetor de medidas. Este, em vez de conter apenas a amplitude da tensão nos barramentos, os trânsitos de potências ativas e reativas e as potências injetadas, fornecidos pelos equipamentos de medidas convencionais, inclui medidas fasoriais fornecidas pelas unidades de medição fasorial (*PMU*).

Face ao exposto, no presente capítulo são abordados os métodos propostos para incluir medidas fasoriais nos estimadores de estado.

O uso direto das correntes nas linhas provenientes das *PMUs*, representadas na forma polar conduz a problemas de convergência [103] pelo que neste trabalho analisam-se diferentes formulações para incluir ou substituir estas medidas.

Na primeira formulação proposta as medidas provenientes das *PMUs* são usadas em conjunto com as medidas convencionais *SCADA* e as medidas de corrente na linha são transformadas em medidas de corrente injetada e escritas na forma retangular (Método  $EE_{SCADA+PMU}$ ).

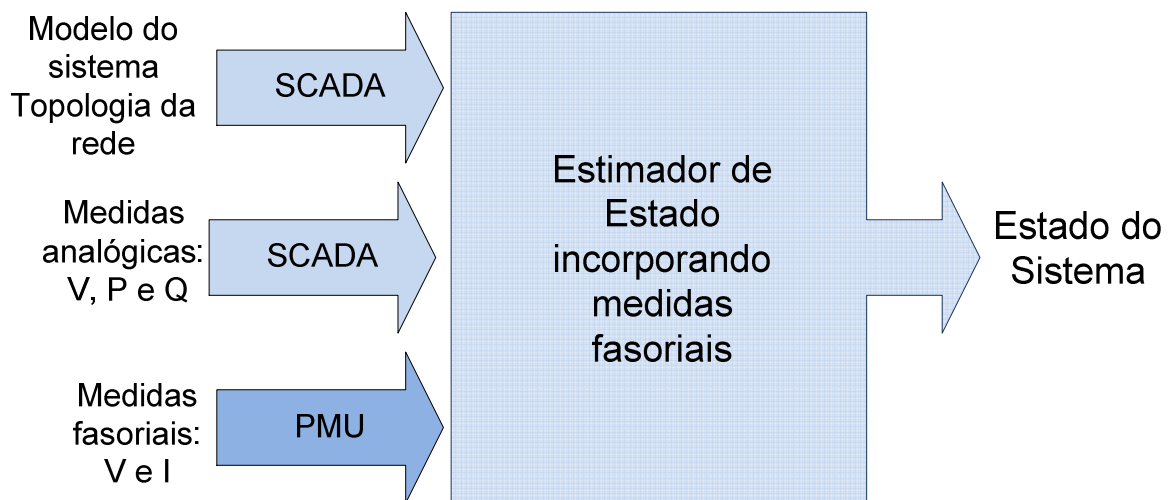
Na segunda abordagem proposta efetua-se uma estimação de estado convencional e as medidas provenientes das *PMUs* são usadas num módulo de pós processamento (Método  $EE_{clássico}+EE_{linear+PMU}$ ).

São apresentados de seguida os modelos matemáticos que caracterizam as diferentes abordagens seguidas que incorporam medidas fasoriais no processo da estimação de estado. Estes modelos matemáticos têm o Método dos Mínimos Quadrados Ponderados como método de base, cuja formulação matemática foi detalhada no ponto 2.3 do Capítulo 2.

## 5.2 Estimação de estado *WLS* com medidas fasoriais: Método $EE_{SCADA+PMU}$

As *PMUs* são dispositivos que medem os fasores da tensão nos barramentos bem como os fasores das correntes nas linhas adjacentes aos barramentos. A incorporação destas medidas fasoriais no algoritmo da estimação de estado origina um aumento na dimensão do vetor medida pois são acrescentadas, às medidas convencionais provenientes do sistema *SCADA*, medidas de fase da tensão nos barramentos com *PMUs* e medidas de amplitude e fase das correntes nas linhas adjacentes.

Uma abordagem é a combinação dos dois conjuntos de medidas (medidas *SCADA* convencionais e medidas fasoriais *PMU*) e a sua inclusão num processo de estimação único como o representado na Figura 5.1:



**Figura 5.1: Estimador de Estado: abordagem para incorporar medidas fasoriais**

Se apenas forem incluídas medidas fasoriais, como a amplitude da tensão e o ângulo de fase, ou seja o fasor da tensão representado na forma polar, não há ocorrência de qualquer problema numérico ou de convergência do método *WLS* (desde que garantida a observabilidade e resolvido o problema da referência no caso dos ângulos de fase, problema este que será detalhado mais à frente, no ponto 5.2.1, neste capítulo).

A integração de medidas fasoriais sincronizadas de correntes nas linhas continua, contudo, a ser um dos grandes desafios dos estimadores que usam medidas fasoriais sincronizadas.

No trabalho [102], os autores propuseram a utilização de correntes nas linhas na forma polar na estimação de estado. A relação entre as correntes e os estados do sistema é dada por:

$$I_{ij} = \sqrt{I_{ij\,real}^2 + I_{ij\,imag}^2} \quad (5.1)$$

$$\theta_{ij} = \tan^{-1} \left( \frac{I_{ij\,imag}}{I_{ij\,real}} \right) \quad (5.2)$$

onde  $I_{ij\,real}$  e  $I_{ij\,imag}$  são expressos por:

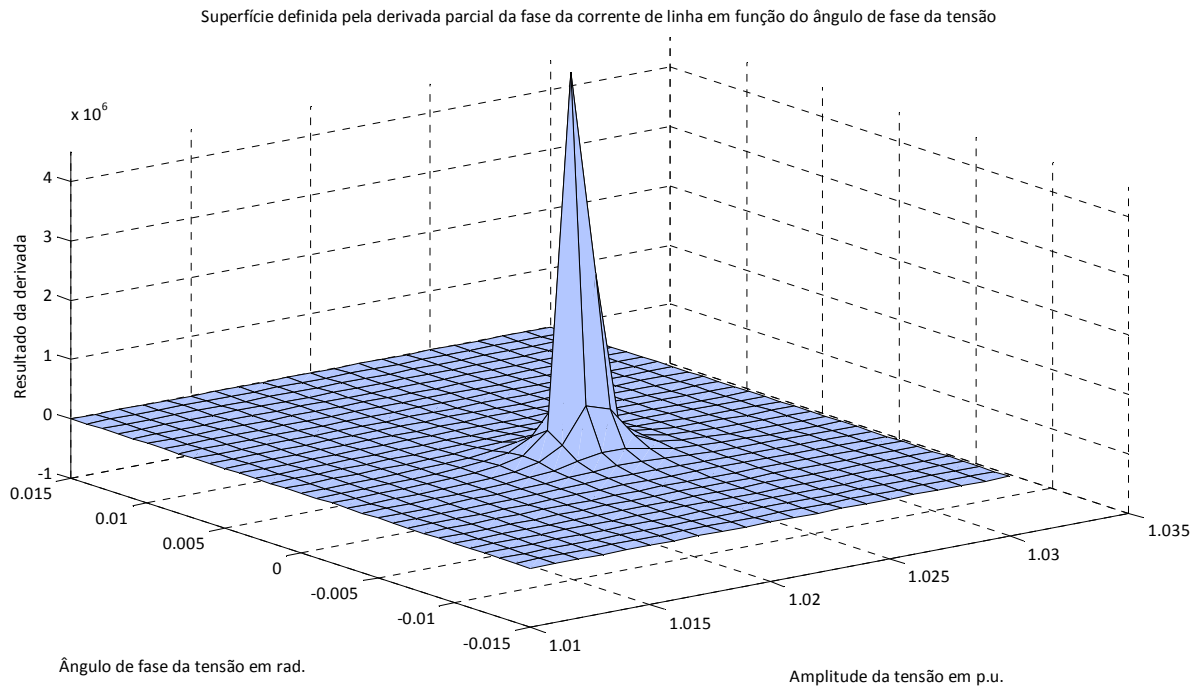
$$I_{ij\,real} = g_{ij}(V_i \cos \delta_i - V_j \cos \delta_j) - b_{ij}(V_i \sin \delta_i - V_j \sin \delta_j) - b_{si} V_i \sin \delta_i + g_{si} V_i \cos \delta_i \quad (5.3)$$

$$I_{ij\,imag} = g_{ij}(V_i \sin \delta_i - V_j \sin \delta_j) + b_{ij}(V_i \cos \delta_i - V_j \cos \delta_j) + b_{si} V_i \cos \delta_i + g_{si} V_i \sin \delta_i \quad (5.4)$$

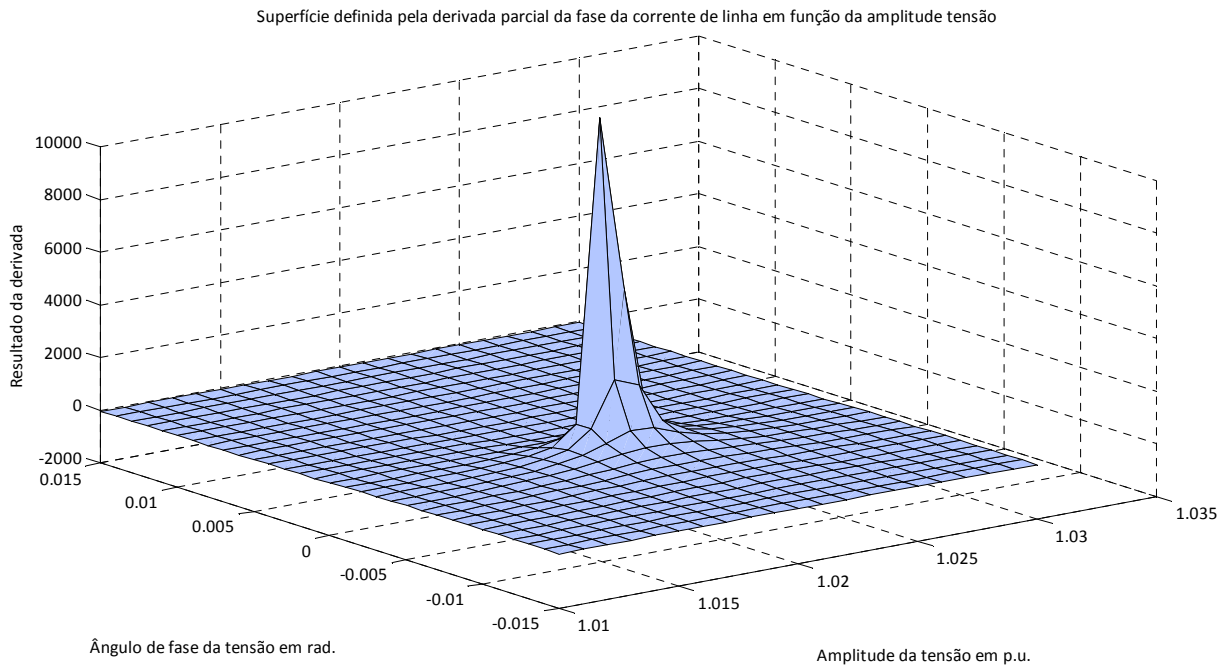
Os autores identificaram como o maior benefício desta formulação a utilização direta das medidas fasoriais das correntes nas linhas (sem efetuar a transformação para coordenadas retangulares). Como desvantagem os autores referem a ocorrência de problemas de convergência.

É possível demonstrar, com recurso a um exemplo de aplicação simples usando um sistema de 2 barramentos, que, usando as correntes nas linhas nas suas componentes polares de acordo com as equações expressas em (5.1) e (5.2), os correspondentes elementos da matriz jacobiana de medida (explicitadas no Anexo A) tornam-se indefinidos para linhas com poucos trânsitos e com  $b_{si} = 0$ . Mesmo sem estas condições, verifica-se que os correspondentes elementos da matriz jacobiana podem variar instantaneamente de sinal e amplitude em iterações consecutivas.

Considerando o exemplo referido onde  $R=0.01$  p.u;  $X=0.1$  p.u.,  $V_j = 1$  p.u. e  $\delta_j = 0$  rad. encontram-se representadas, na Figura 5.2 e na Figura 5.3, as variações nos elementos da matriz jacobiana correspondentes às derivadas parciais da fase da corrente de linha em função do módulo e do ângulo de fase da tensão no barramento  $i$ .



**Figura 5.2: Derivada parcial  $\frac{\partial \theta_{ij}}{\partial \delta_i}$  da fase da corrente de linha**

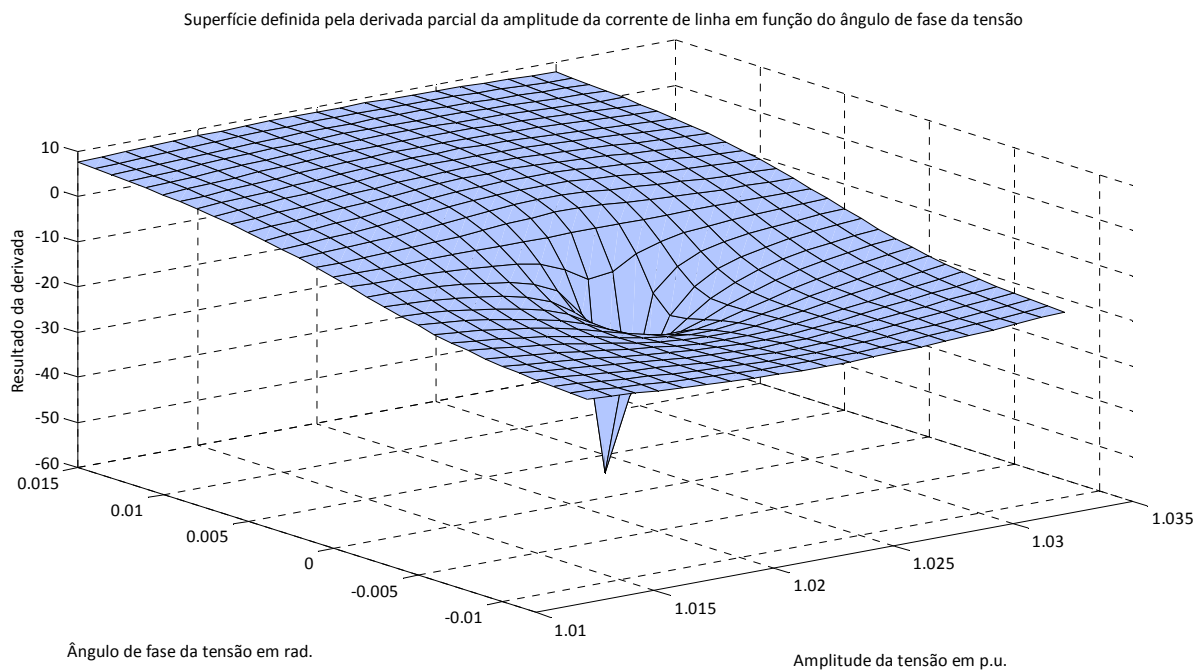


**Figura 5.3: Derivada parcial  $\frac{\partial \theta_{ij}}{\partial V_i}$  da fase da corrente de linha**

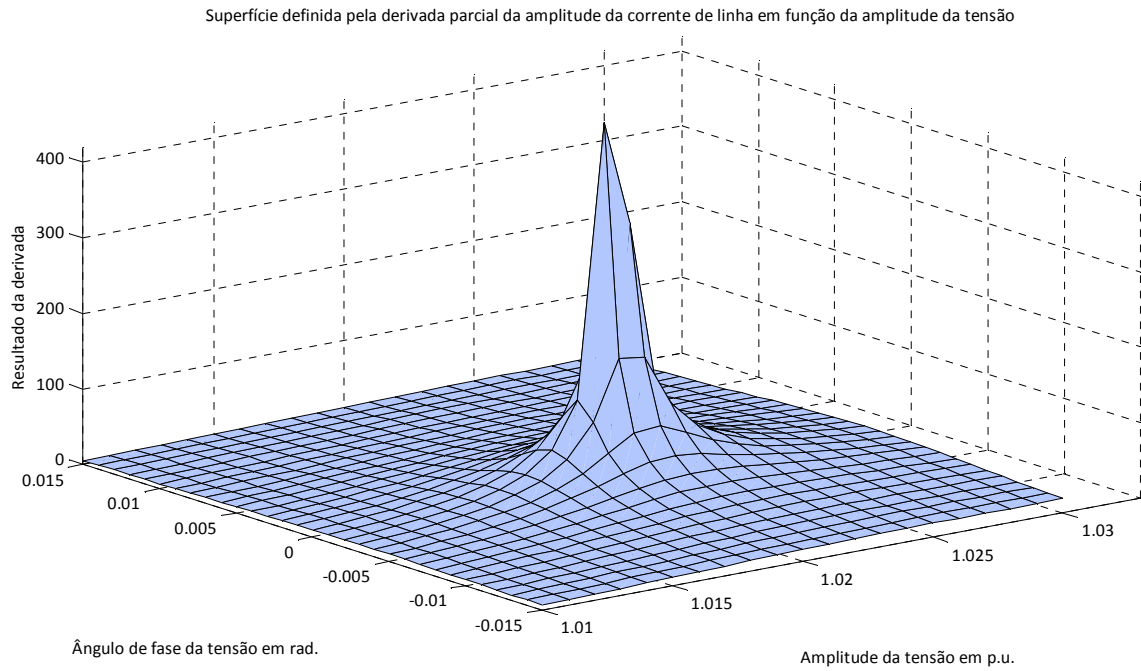
Resultados semelhantes foram constatados na representação gráfica das derivadas parciais da amplitude da corrente de linha em função da amplitude e do ângulo de fase da tensão no barramento, representados na Figura 5.4 e na Figura 5.5.

Estas variações apresentam-se, contudo, menos pronunciadas do que as anteriores. Os valores de pico são muito inferiores aos dos gráficos relativos às derivadas parciais da fase da corrente de linha.

Para uma tensão constante num barramento  $j$ ,  $V_j = 1 \text{ p.u.}$  e  $\delta_j = 0 \text{ rad.}$  os elementos da matriz jacobiana de medida correspondentes às correntes nas linhas na forma polar podem variar abruptamente para pequenas variações na amplitude e no ângulo de fase da tensão no barramento. Estas variações dos elementos da matriz jacobiana provocam um comportamento oscilatório no processo da estimação de estado uma vez que os pesos atribuídos às medidas fasoriais são significativamente superiores aos atribuídos às medidas convencionais SCADA.

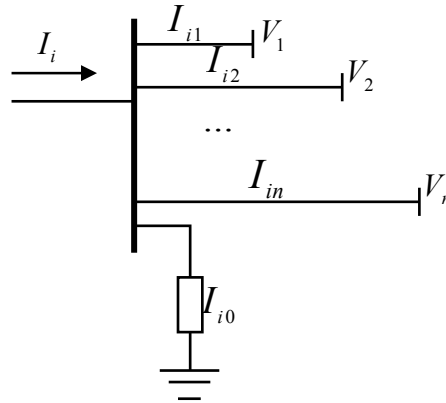


**Figura 5.4: Derivada parcial  $\frac{\partial I_{ij}}{\partial \delta_i}$  da amplitude da corrente de linha**



**Figura 5.5:** Derivada parcial  $\frac{\partial I_{ij}}{\partial V_i}$  da amplitude da corrente de linha

A abordagem desenvolvida neste trabalho propõe o uso de medidas de correntes injetadas na sua forma retangular nos barramentos que dispõem de *PMU*:



**Figura 5.6:** Corrente injetada no barramento  $i$

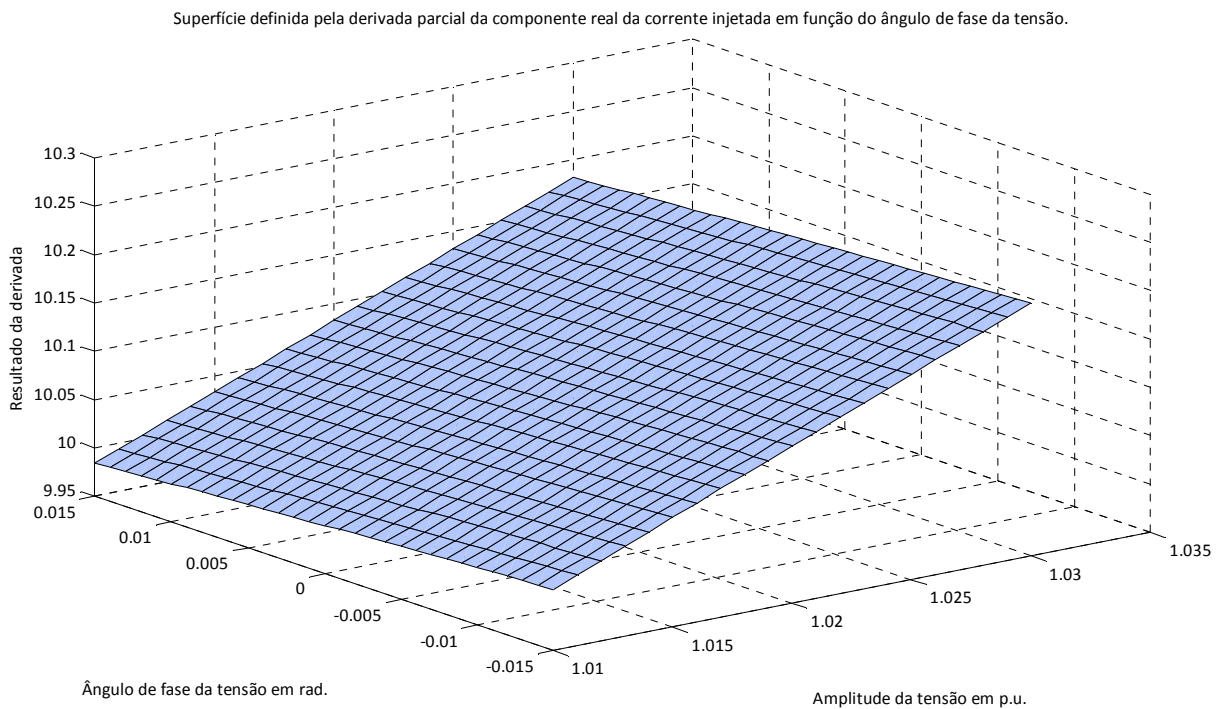
As componentes retangulares da corrente injetada no barramento  $i$  são expressas pelas equações (5.5) e (5.6).

$$I_{i_{real}} = V_i (G_{ii} \cos \delta_i - B_{ii} \sin \delta_i) + \sum_{j=1; j \neq i}^n V_j (G_{ij} \cos \delta_j - B_{ij} \sin \delta_j) \quad (5.5)$$

$$I_{i\_IMAG} = V_i \left( G_{ii} \sin \delta_i + B_{ii} \cos \delta_i \right) + \sum_{j=1; j \neq i}^n V_j \left( G_{ij} \sin \delta_j + B_{ij} \cos \delta_j \right) \quad (5.6)$$

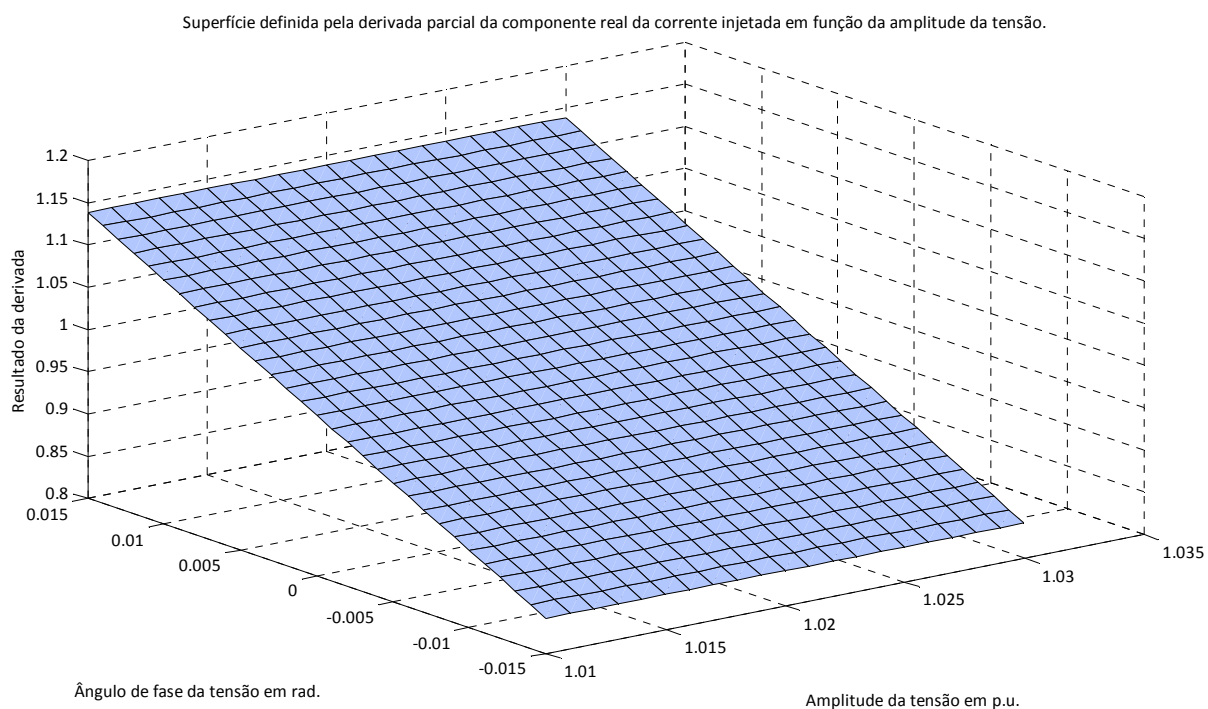
onde  $Y_{ij} = G_{ij} + jB_{ij} = Y_{ji} = -y_{ij}$  e  $Y_{ii} = G_{ii} + jB_{ii} = \sum_{j=0}^n y_{ij}$ ,  $j \neq i$  da linha que liga os barramentos  $ij$ .

Ao representar as derivadas parciais das correntes injetadas na forma retangular, verifica-se que apresentam um plano com variação suave, sem variações abruptas para pequenas variações da amplitude e do ângulo de fase da tensão. Estas representações das derivadas parciais correspondentes aos elementos da matriz jacobiana relativos à amplitude e ao ângulo de fase da tensão encontram-se na Figura 5.7, Figura 5.8, Figura 5.9 e na Figura 5.10. Não foram encontrados problemas de convergência com as correntes expressas segundo a abordagem proposta. A formulação matemática será detalhada de seguida.

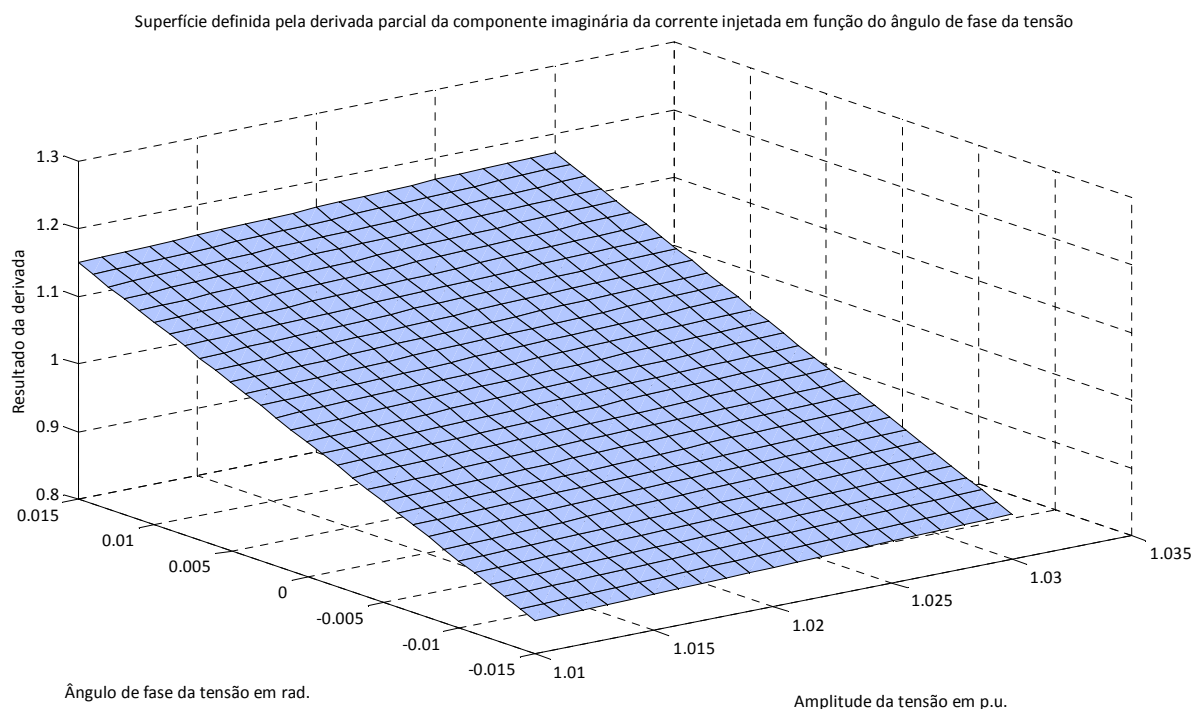


**Figura 5.7: Derivada parcial  $\frac{\partial I_{ireal}}{\partial \delta_i}$  da parte real da corrente injetada**

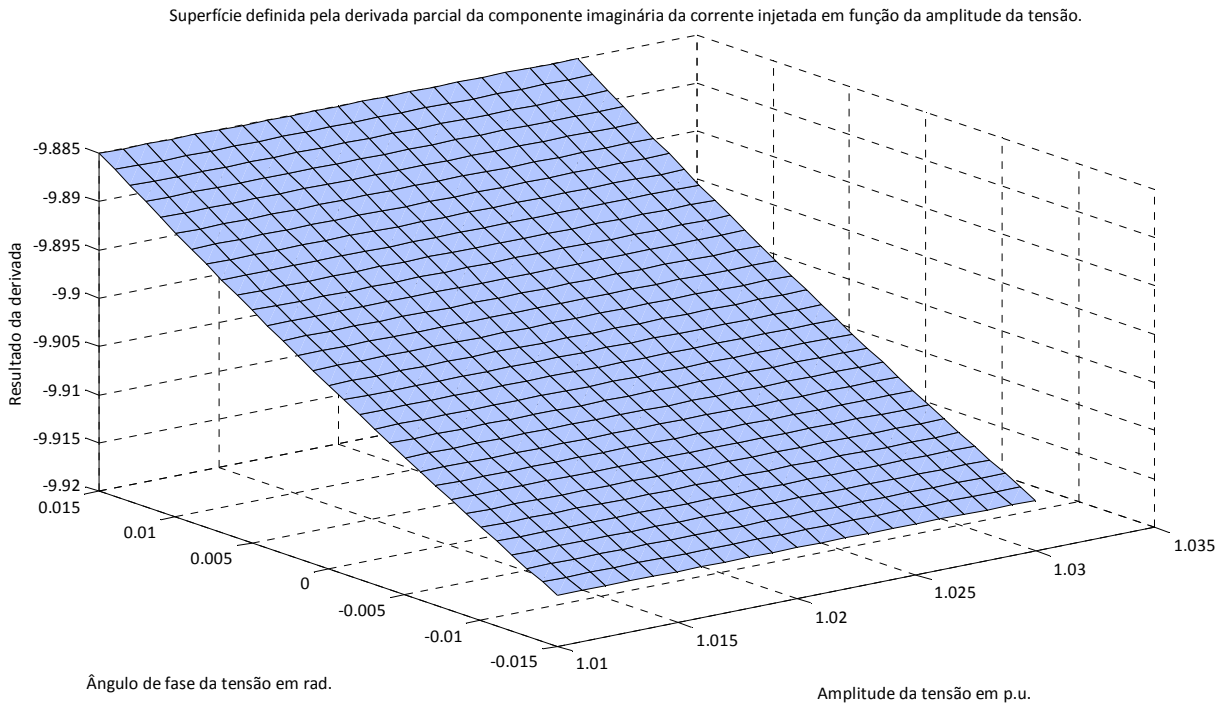




**Figura 5.8: Derivada parcial  $\frac{\partial I_{ireal}}{\partial V_i}$  da parte real da corrente injetada**



**Figura 5.9: Derivada parcial  $\frac{\partial I_{imag}}{\partial \delta_i}$  da parte imaginária da corrente injetada**



**Figura 5.10: Derivada parcial  $\frac{\partial I_{imag}}{\partial V_i}$  da parte imaginária da corrente injetada**

A utilização de medidas provenientes das *PMUs* torna a abordagem mais complexa pois há a necessidade de lidar com os conflitos entre grandezas expressas em coordenadas retangulares e polares. O estado do sistema é expresso em coordenadas polares e assim as correntes injetadas são expressas como funções não lineares da amplitude e ângulo de fase das tensões nos barramentos. O cálculo das correntes fasoriais na forma retangular não constitui dificuldade. O problema reside na caracterização da matriz covariância do erro de medida [107].

Adicionar medidas fasoriais, devido ao uso de *PMUs*, a um sistema existente que já contém  $m$  medidas faz com que a matriz jacobiana de medida aumente por adição de linhas correspondentes às derivadas parciais da parte real e parte imaginária das correntes injetadas em função da amplitude da tensão e do ângulo de fase.

Considerando o modelo da linha representado na Figura 2.3 e com

$$Y_{ij} = G_{ij} + jB_{ij} = Y_{ji} = -y_{ij} \text{ e } Y_{ii} = G_{ii} + jB_{ii} = \sum_{j=0}^n y_{ij}, j \neq i, \text{ os elementos da matriz jacobiano}$$

de medidas relativas às medidas fasoriais de corrente representadas na forma retangular são definidas pelas equações (5.7), (5.8), (5.9) e (5.10). De notar que a susceptância da linha foi considerada como  $b_{0i} \gg g_{0i}$  podendo-se desprezar a condutância da mesma.

$$\frac{\partial I_{i_{REAL}}}{\partial \delta} \rightarrow \begin{cases} \frac{\partial I_{i_{REAL}}}{\partial \delta_i} = -V_i (G_{ii} \sin \delta_i + B_{ii} \cos \delta_i) \\ \frac{\partial I_{i_{REAL}}}{\partial \delta_j} = -V_j (G_{ij} \sin \delta_j + B_{ij} \cos \delta_j) \end{cases} \quad (5.7)$$

$$\frac{\partial I_{i_{REAL}}}{\partial V} \rightarrow \begin{cases} \frac{\partial I_{i_{REAL}}}{\partial V_i} = (G_{ii} \cos \delta_i - B_{ii} \sin \delta_i) \\ \frac{\partial I_{i_{REAL}}}{\partial V_j} = (G_{ij} \cos \delta_j - B_{ij} \sin \delta_j) \end{cases} \quad (5.8)$$

$$\frac{\partial I_{i_{IMAG}}}{\partial \delta} \rightarrow \begin{cases} \frac{\partial I_{i_{IMAG}}}{\partial \delta_i} = V_i (G_{ii} \cos \delta_i - B_{ii} \sin \delta_i) \\ \frac{\partial I_{i_{IMAG}}}{\partial \delta_j} = V_j (G_{ij} \cos \delta_j - B_{ij} \sin \delta_j) \end{cases} \quad (5.9)$$

$$\frac{\partial I_{i_{IMAG}}}{\partial V} \rightarrow \begin{cases} \frac{\partial I_{i_{IMAG}}}{\partial V_i} = (G_{ii} \sin \delta_i + B_{ii} \cos \delta_i) \\ \frac{\partial I_{i_{IMAG}}}{\partial V_j} = (G_{ij} \sin \delta_j + B_{ij} \cos \delta_j) \end{cases} \quad (5.10)$$

A estrutura da matriz jacobiana modificada é representada pela matriz (5.11):

$$H(x) = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_{ij}}{\partial \delta} & \frac{\partial P_{ij}}{\partial V} \\ \frac{\partial P_i}{\partial \delta} & \frac{\partial P_i}{\partial V} \\ \hline \frac{\partial Q_{ij}}{\partial \delta} & \frac{\partial Q_{ij}}{\partial V} \\ \frac{\partial Q_i}{\partial \delta} & \frac{\partial Q_i}{\partial V} \\ \hline \frac{\partial V_i}{\partial \delta} & \frac{\partial V_i}{\partial V} \\ \hline \frac{\partial \delta_i}{\partial \delta} & \frac{\partial \delta_i}{\partial V} \\ \frac{\partial V_i}{\partial \delta} & \frac{\partial V_i}{\partial V} \\ \hline \frac{\partial I_{i_{real}}}{\partial \delta} & \frac{\partial I_{i_{real}}}{\partial V} \\ \frac{\partial I_{i_{imag}}}{\partial \delta} & \frac{\partial I_{i_{imag}}}{\partial V} \end{bmatrix} \quad (5.11)$$

Como já constatado anteriormente, as medidas provenientes das *PMUs* são significativamente mais precisas quando comparadas com medidas convencionais provenientes do sistema *SCADA*. A inclusão destas medidas no conjunto de medidas disponíveis do estimador de estado proporciona assim estimações de estado mais precisas.

A matriz ganho é caracterizada utilizando a matriz jacobiano de medida e a matriz covariância do erro  $R$ . A matriz covariância do erro é uma matriz diagonal constituída pelas variâncias de medida. As variâncias de medida são tipicamente escritas em função da variância ou desvio padrão com relação à amplitude e ângulo de fase.

A abordagem seguida requer os elementos da matriz covariância escritos na forma retangular. Torna-se, assim, necessário proceder à sua transformação. Uma vez que medidas fasoriais são medidas diretas os elementos correspondentes na matriz covariância do erro podem ser calculados com base na distribuição de erro. De acordo com [45], o desvio padrão dos erros das medidas fasoriais pode ser definido como 0.0017 rad. para medidas de ângulo de fase e 0.002 p.u. para medidas de amplitude. Os seus quadrados correspondem aos elementos da diagonal da matriz covariância do erro. Os elementos da matriz covariância do erro para medidas fasoriais de corrente, sendo medidas indiretas, são calculados a partir das variâncias, já conhecidas, das medidas diretas.

As variâncias do erro de medida devido à transformação efetuadas são calculadas pelas equações (5.12) a (5.15):

$$\sigma_{I_{i_{real}}}^2 = \left( \frac{\partial I_{i_{real}}}{\partial |I_i|} \right)^2 \sigma_{|I_i|}^2 + \left( \frac{\partial I_{i_{real}}}{\partial \theta_{I_i}} \right)^2 \sigma_{\theta_{I_i}}^2 \quad (5.12)$$

$$\sigma_{I_{i_{real}}}^2 = \left( \cos(\theta_{I_i}) \right)^2 \cdot \sigma_{|I_i|}^2 + |I_i| \cdot \left( -\sin(\theta_{I_i}) \right)^2 \sigma_{\theta_{I_i}}^2 \quad (5.13)$$

$$\sigma_{I_{i_{imag}}}^2 = \left( \frac{\partial I_{i_{imag}}}{\partial |I_i|} \right)^2 \sigma_{|I_i|}^2 + \left( \frac{\partial I_{i_{imag}}}{\partial \theta_{I_i}} \right)^2 \sigma_{\theta_{I_i}}^2 \quad (5.14)$$

$$\sigma_{I_{i_{imag}}}^2 = \left( \sin(\theta_{I_i}) \right)^2 \cdot \sigma_{|I_i|}^2 + |I_i| \cdot \left( \cos(\theta_{I_i}) \right)^2 \sigma_{\theta_{I_i}}^2 \quad (5.15)$$

onde  $\sigma_{I_{i_{real}}}^2$  e  $\sigma_{I_{i_{imag}}}^2$  correspondem à variância do erro de  $I_{i_{real}}$  e  $I_{i_{imag}}$ , respetivamente. Conhecendo

$\sigma_{\theta_{I_i}}$  e  $\sigma_{|I_i|}$  os correspondentes elementos da diagonal da matriz covariância do erro podem ser calculados.

### 5.2.1 Escolha da referência angular

Uma questão que deve ser tida em conta, é que a medição fasorial possui o tempo universal como referência, isto é, os instantes da amostragem determinam a referência para os dados retirados da *PMU*. Quando são utilizadas medidas fasoriais a escolha do barramento de referência torna-se mais complicada. Os ângulos de fase das medidas fasoriais são medidos nas *PMUs* utilizando um sinal de tempo de referência.

O problema da estimação de estado convencional é o facto de ser frequentemente modelizado pela escolha do barramento de referência (tipicamente, mas não necessariamente o mesmo da análise do trânsito de potências) e colocando o ângulo de fase igual a zero. O ângulo de fase de referência é assim excluído do vetor estado e a correspondente coluna na matriz jacobiana de medida é removida na construção da matriz jacobiana de medida. Com alternativa o ângulo de fase de referência pode continuar no vetor estado mas uma pseudomedida de ângulo de fase de valor arbitrário (zero para ser mais fácil) deverá ser adicionada a cada ilha observável. Na ausência de quaisquer medidas de ângulos de fase esta prática não apresenta quaisquer problemas e fornece uma gama adequada na definição do sistema onde o valor efetivo do ângulo de fase da tensão no barramento de referência é irrelevante.

As medidas fasoriais começam a ser frequentes nos sistemas, pelo que a escolha do barramento de referência não poderá mais ser uma escolha arbitrária. O estimador de estado convencional possui um barramento específico caracterizado como sendo a referência. Se medidas de ângulo de fase forem adicionadas, sem considerar as diferentes referências, o algoritmo é passível de não convergir.

Existem duas possibilidades relativas à escolha do barramento de referência no problema da estimação de estado incorporando medidas fasoriais:

- 1) Escolher um barramento onde não existam *PMUs*: o que irá criar inconsistências entre o ângulo de referência designado arbitrariamente num dos barramentos escolhidos e o valor do ângulo de fase medido e fornecido pelas *PMUs* nos outros barramentos.
- 2) Escolher um dos barramentos com *PMUs* como barramento de referência que irá funcionar desde que a *PMU* no barramento escolhido funcione na perfeição. Se as medidas fornecidas por esta *PMU* se encontrarem afetadas de erros, então estes erros não serão detetados o que irá criar desvios no estado estimado.

A solução seguida, correspondente ao ponto 2, foi a caracterização de uma referência comum, ou seja, medir o ângulo de fase do barramento considerando a referência no estimador convencional com a colocação de uma *PMU* no referido barramento.

A condição de solvabilidade da estimação de estado é considerar que o sistema é observável. A observabilidade de um sistema depende do número e da localização das medidas disponíveis. A localização dos dispositivos de medida no sistema é também essencial. Com um grande número de *PMU* instaladas o problema de redundância fica resolvido. Tendo em conta que a instalação de uma *PMU* numa determinada região do sistema implica a existência de uma infraestrutura de comunicação, para se adequar aos requerimentos de aquisição das medidas fasoriais e, tendo em conta o preço destes dispositivos, é preciso reconhecer que a instalação de um grande número de *PMUs* implicará um grande esforço económico. Por estas razões, muitas alternativas de colocação de *PMUs* têm sido desenvolvidas conforme explicitado anteriormente no ponto 3.3.1 do Capítulo 3.

### 5.3 Estimação de estado *WLS* com medidas fasoriais: Método $EE_{\text{clássico}} + EE_{\text{linear}} PMU$

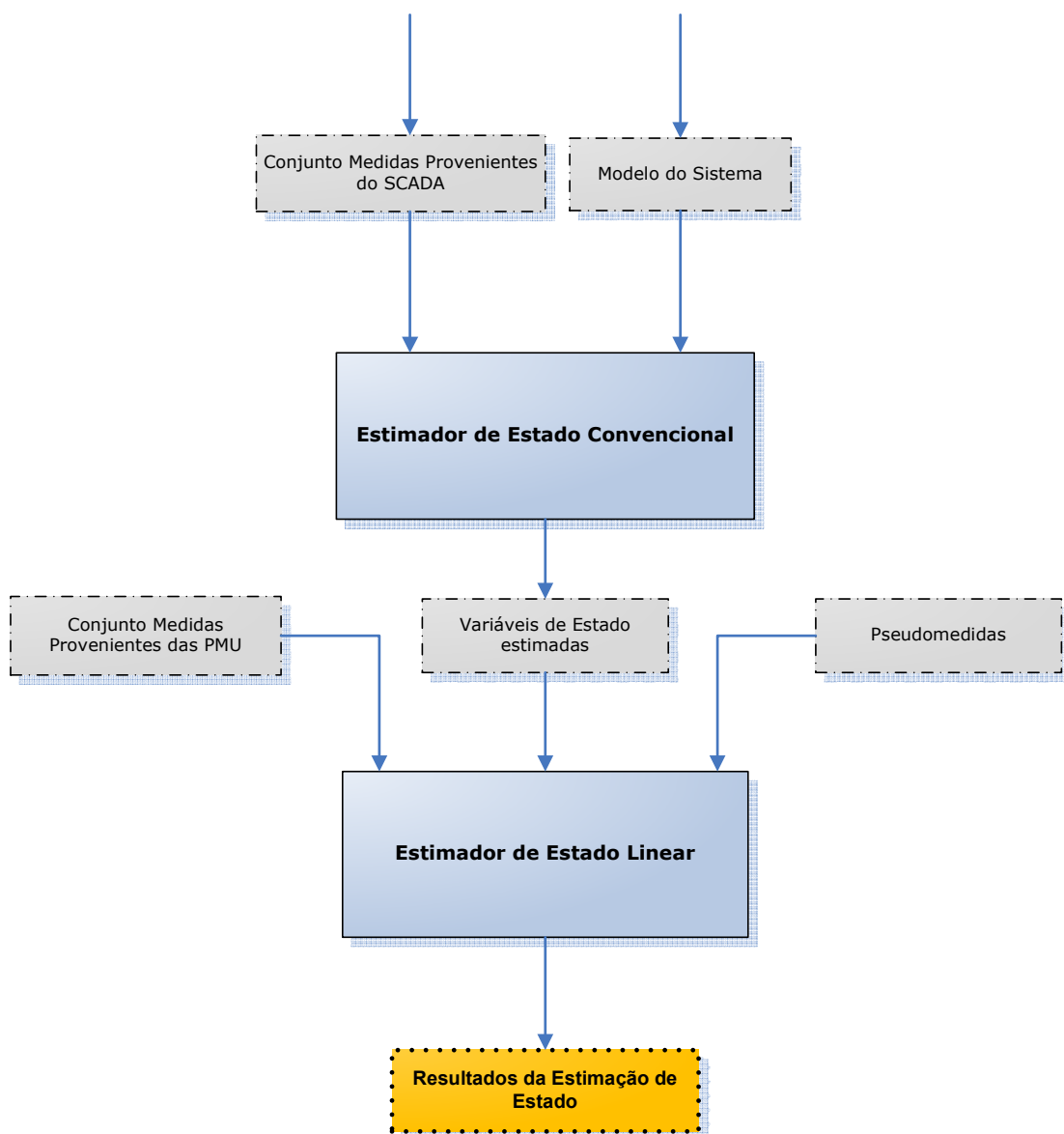
A estimação de estado convencional utiliza medidas de potência ativa e reativa bem como medidas de amplitude de tensão enquanto a estimação de estado com o uso de *PMUs* utiliza medidas fasoriais das tensões e correntes.

O método da estimação de estado convencional origina uma solução que é obtida iterativamente, devido à não-linearidade das equações que relacionam as medidas com as variáveis de estado. A simplicidade das relações entre as medidas fasoriais e as variáveis de estado conduz a que o processo da estimação de estado dispondo de *PMUs* e consequentemente de medidas fasoriais seja muito mais rápido do que a estimação de estado convencional.

Se apenas se encontrassem disponíveis medidas de amplitude de tensão e de ângulo de fase provenientes das *PMUs* o erro de estimação seria igual ao erro de medida uma vez que estas são medidas diretas do estado dos sistema e o procedimento da estimação de estado seria reduzido à resolução de um conjunto de equações lineares.

Devido ao elevado custo das *PMUs*, o uso extensivo e a integração destes dispositivos não se perspectiva a curto prazo. Torna-se, por isso, imperativo estudar formas alternativas de integrar a informação fornecida pelas *PMUs* no método da estimação de estado convencional e fazê-lo de maneira a perturbar o mínimo possível as aplicações convencionais em funcionamento.

O método que é apresentado neste ponto pretende incorporar as medidas provenientes das *PMUs* após o processo de estimação de estado convencional, pós-processando a solução por um processo de estimação de estado linear com recurso às medidas fasoriais provenientes das *PMUs* disponíveis no sistema. Assim o vetor estado do sistema obtido pelo processo de estimação de estado convencional é atualizado pelo processo de estimação de estado linear.



**Figura 5.11: Diagrama de blocos da estimação de estado convencional com pós-processamento**

O diagrama de blocos com o módulo de pós-processamento das medidas das *PMUs* por um estimador linear, do algoritmo desenvolvido encontra-se representado na Figura 5.11.

Para um conjunto de medidas correspondendo aos fasores das tensões nos barramentos e aos fasores das correntes fornecido pelas *PMUs* localizadas em diferentes pontos do sistema e conhecendo o vetor estado solução do processo de estimação de estado convencional, o modelo de pós-processamento de estimação de estado linear é formulado por [93, 119, 120]:

$$z_{comb} = H_{comb} \cdot \hat{x} + e_{medidas} \quad (5.16)$$

O vetor de medidas  $z_{comb}$  combina medidas de diferentes proveniências. Este vetor é constituído pelo vetor de medidas de amplitude de tensão e ângulo de fase do barramento  $i$  resultantes da estimação de estado não linear, vetor com o índice *estim*; pelo vetor de medidas correspondentes às medidas fasoriais de tensão e corrente injetadas no barramento  $i$  fornecidas pelas *PMUs*, vetor com o índice *PMU* e pelo vetor das pseudomedidas correspondente às coordenadas retangulares da corrente injetada no barramento  $i$  calculadas com base nos valores estimados das variáveis de estado, vetor com o índice *pseudomed*.

Os elementos da matriz  $H_{comb}$  correspondentes às medidas de amplitude e fase da tensão nos barramentos, quer estas resultem da estimação de estado não linear, quer sejam provenientes das *PMUs*, representam uma matriz de zeros com *uns* nas colunas associadas à variável de estado. Os restantes elementos da matriz  $H_{comb}$  correspondem às medidas fasoriais de corrente, quer sejam provenientes das *PMUs* quer sejam pseudomedidas calculadas com base no resultado da estimação de estado não linear. Assim os elementos da matriz  $H_{comb}$  são:

$$\underbrace{\begin{bmatrix} |V_i| \\ \theta_i \end{bmatrix}_{estim} \quad \begin{bmatrix} |V_i| \\ \theta_i \\ I_{ireal} \\ I_{imag} \end{bmatrix}_{PMU} \quad \begin{bmatrix} I_{ireal} \\ I_{imag} \end{bmatrix}_{pseudomed}}_{z_{comb}} = \underbrace{\begin{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \\ \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \\ \begin{bmatrix} \frac{\partial I_{ireal}}{\partial |V_i|} & \frac{\partial I_{ireal}}{\partial \theta_i} \\ \frac{\partial I_{imag}}{\partial |V_i|} & \frac{\partial I_{imag}}{\partial \theta_i} \\ \frac{\partial I_{ireal}}{\partial |V_i|} & \frac{\partial I_{ireal}}{\partial \theta_i} \\ \frac{\partial I_{imag}}{\partial |V_i|} & \frac{\partial I_{imag}}{\partial \theta_i} \end{bmatrix}}_{H_{comb}} \underbrace{\begin{bmatrix} |V_i| \\ \theta_i \end{bmatrix}}_{x_{final}} + \underbrace{\begin{bmatrix} e_{|V_i|_{estim}} \\ e_{\theta_{estim}} \\ e_{|V_i|_{PMU}} \\ e_{\theta_{PMU}} \\ e_{I_{irealPMU}} \\ e_{I_{imagPMU}} \\ e_{I_{irealpseudomed}} \\ e_{I_{imagpseudomed}} \end{bmatrix}}_{e_{medida}} \quad (5.17)$$



Os valores das derivadas parciais na equação (5.17) são facilmente obtidas do modelo da linha em  $\pi$ , que é linear na forma complexa:

$$\overline{I}_i = \overline{V}_i Y_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n Y_{ij} \overline{V}_j \quad (5.18)$$

O problema dos mínimos quadrados ponderados é formulado de forma idêntica à equação (2.5):

$$J = \left[ z_{comb} - H_{comb} \hat{x}_{final} \right]^{-1} R^{-1} \left[ z_{comb} - H_{comb} \hat{x}_{final} \right] \quad (5.19)$$

A formulação satisfazendo as condições de ótimo de primeira ordem, resulta em:

$$\left. \frac{\partial J(x)}{\partial x} \right|_{x=\hat{x}_{final}} = -H_{comb}^T R^{-1} \left[ z_{comb} - H_{comb} \hat{x}_{final} \right] = 0 \quad (5.20)$$

O vetor  $\hat{x}_{final}$  é calculado de forma não iterativa e pela resolução da equação

$$H_{comb}^T R^{-1} H_{comb} \hat{x}_{final} = H_{comb}^T R^{-1} z_{comb} \quad (5.21)$$

A matriz covariância do erro de medida é construída com base na variância dos erros das medidas. Tendo em conta que são utilizadas medidas de diferentes proveniências, as variâncias correspondentes são calculadas com base na especificidade da medida em causa. Os elementos da matriz covariância relativos às correntes, quer sejam provenientes das *PMUs* quer sejam calculadas a partir da estimação de estado convencional, são escritos na forma retangular. Assim torna-se necessário, da mesma forma que na abordagem anterior, proceder à sua transformação. Os elementos da matriz covariância do erro para medidas fasoriais de corrente, e para pseudomedidas de corrente, são calculados a partir das variâncias, já conhecidas das medidas diretas correspondentes pelas equações (5.13) e (5.15).

A Figura 5.12 representa o fluxograma do procedimento de estimação linear implementado.

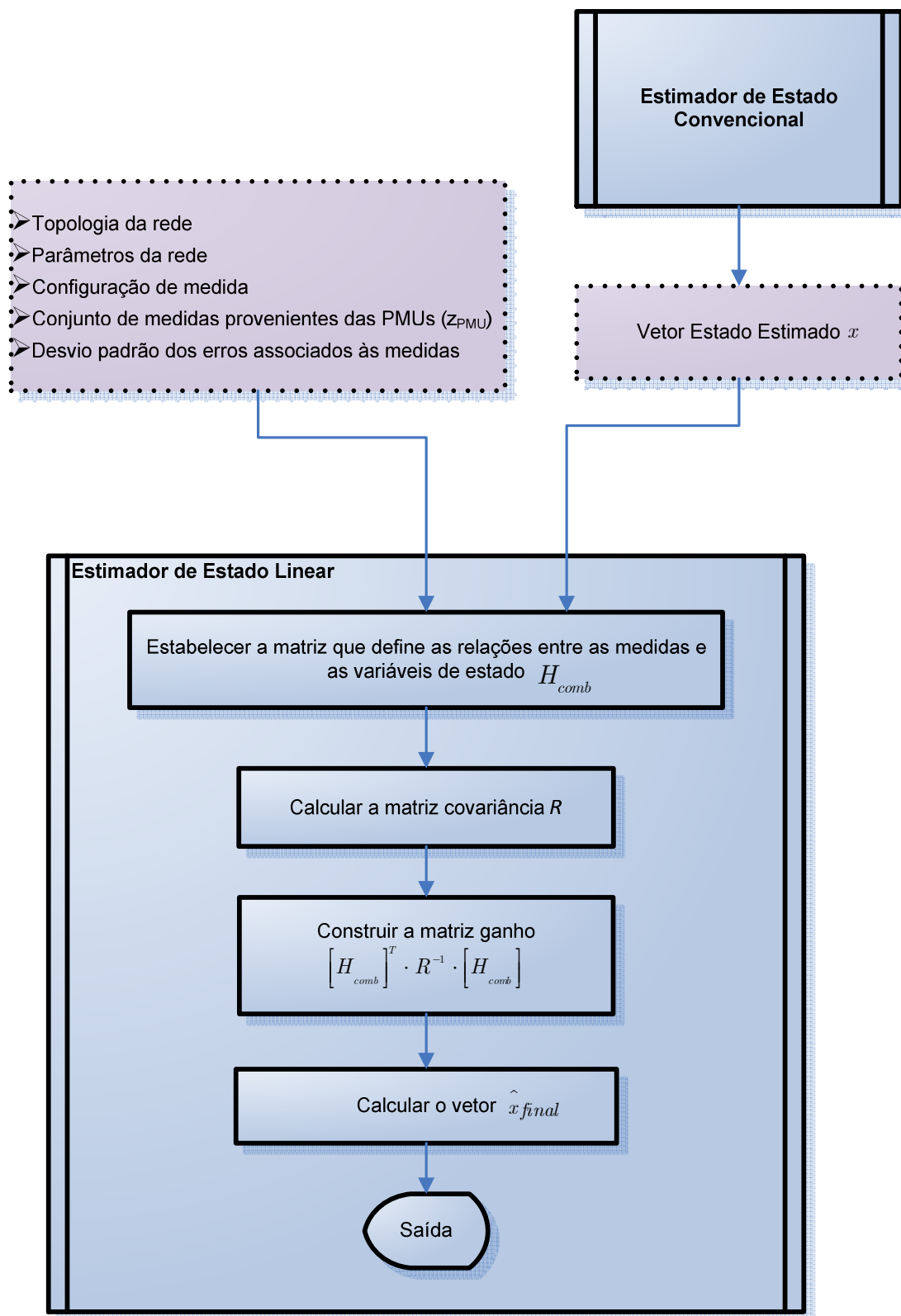


Figura 5.12: Fluxograma do procedimento de estimação de estado linear implementado

## 5.4 Conclusões

Neste capítulo foram apresentados os métodos para incluir medidas provenientes das *PMUs* na estimação de estado.

Como o uso direto das correntes na linha provenientes das *PMU* na forma polar conduz a problemas de convergência este trabalho apresenta diferentes formulações para incluir ou substituir estas medidas. Na primeira formulação (Método  $EE_{SCADA+PMU}$ ) as medidas provenientes das *PMUs* são usadas em conjunto com as medidas convencionais *SCADA* e as medidas de corrente na linha são transformadas em medidas de corrente injetada e escritas na forma retangular. Na segunda abordagem é proposto que as medidas provenientes das *PMUs* sejam usadas num módulo de estimação linear de pós-processamento, após uma estimação de estado convencional (Método  $EE_{clássico}+EE_{linearPMU}$ ).

Foi apresentada a formulação matemática de cada uma das abordagens e explanado o problema da escolha do barramento de referência.



# 6

---

## SIMULAÇÕES E RESULTADOS

### 6.1 Introdução

O objetivo principal deste capítulo é consolidar o conhecimento relativo à estimação de estado, nomeadamente analisar e avaliar a influência das medidas fasoriais na qualidade da estimação de estado de um *SEE*.

Neste capítulo são explicitados alguns dos vários testes realizados e os resultados destes analisados detalhadamente.

Os resultados da estimação de estado obtidos por intermédio dos algoritmos de estimação de estado desenvolvidos com o intuito de serem capazes de utilizar novas medidas fasoriais merecerão uma cuidada análise.

### 6.2 Ferramentas e Sistemas de Teste

Os diversos algoritmos desenvolvidos tiveram como plataforma de desenvolvimento a ferramenta computacional *MATLAB*<sup>®</sup>, que é uma linguagem de alto nível desenvolvida pela *MathWorks Inc.* O facto de o *MATLAB*<sup>®</sup> favorecer o manuseamento de vetores e matrizes, constituiu o critério de seleção deste ambiente de desenvolvimento como plataforma de suporte às funções do programa de estimação de estado desenvolvido.

A plataforma de teste desenvolvida possui as seguintes capacidades:

- permitir a utilização de diferentes dados de entrada, a simulação de vários casos de estudo e a extração de diversos resultados;

- armazenamento de memória suficientemente grande para guardar os dados e os resultados dos vários testes realizados;
- processamento para resolução de sistemas iterativos não lineares de grandes dimensões, de forma a que não se tenha de considerar limitação na capacidade de processamento computacional dos algoritmos a testar;
- recurso a um programa de fluxo de carga com uma base de dados compatível com o algoritmo da estimação de estado implementado, tendo sido o *Matpower* o programa utilizado.

Nas simulações efetuadas foram utilizados quatro sistemas de teste diferentes (*IEEE 14*, *IEEE 30* e *IEEE 57* e 118 barramentos). Os parâmetros dos sistemas e toda a informação relativa à sua tipologia foram considerados a partir de [33]. O esquema unifilar de cada um destes sistemas, bem como os respetivos dados encontram-se explicitados no Anexo C.

Os valores das medidas utilizadas nos testes efetuados foram obtidos por meio da resolução do trânsito de potências onde erros aleatórios, com média igual a zero e desvio padrão definido para cada tipo de medida, são adicionados às medidas.

Os testes realizados com estes sistemas foram em elevado número, todavia apenas são expostos neste capítulo os que abrangem as possibilidades propostas neste estudo.

### 6.3 Considerações relativas aos testes efetuados

Esta secção descreve o processo de simulação da estimação de estado pelos métodos propostos no sentido da avaliação e análise do impacto das medidas fasoriais na qualidade da estimação de estado de um SEE.

As seguintes considerações foram feitas tendo em conta o âmbito dos testes realizados:

– A localização das medidas convencionais *SCADA* e das medidas provenientes de *PMUs* é conhecida. O propósito dos testes descritos é analisar o efeito da introdução/utilização de medidas fasoriais provenientes de *PMUs* que se encontram em barramentos pré-selecionados e não para determinar a melhor localização das *PMUs*.

– É assumido que quaisquer modificações algorítmicas necessárias para tornar o estimador de estado capaz de utilizar novas medições já foram consideradas e aplicadas aquando a modelização dos algoritmos; sempre que alguns parâmetros/pontos sejam alterados no âmbito do estudo pretendido as referidas alterações serão sempre explicitadas na análise do teste efetuado.

Os testes realizados pretendem recriar as condições de funcionamento normal de um *SEE*, considerando o sistema em regime estático. O problema da modelização da evolução temporal do vetor de estado do sistema foi evitado realizando estimações de estado isoladas utilizando dados que simulam os recolhidos da rede num único instante. A intenção é usar dados que sejam representativos das condições reais do sistema. No processo de teste é possível usar diretamente a informação que caracteriza as condições reais de funcionamento ou fazer pequenos ajustes aos dados reais com vista a caracterizar condições anormais de funcionamento do sistema. As medidas fasoriais são construídas para efeitos de simulação e introduzidas no processo da estimação de estado juntamente com as medidas convencionais não fasoriais permitindo a execução de testes numa ampla gama de condições do sistema e possibilitando também a vantagem de poder executar os testes repetidamente para os mesmos dados de entrada e nas mesmas condições de funcionamento.

O modelo do sistema é usado de forma a obter o estado real do sistema e também como modelo de base para os estudos de estimação de estado.

De forma a determinar o impacto das medidas fasoriais é necessário estabelecer o que é denominado como o “verdadeiro” estado do sistema, o que é conseguido por execução de um trânsito de potências convencional nas condições do caso de estudo. Os resultados do trânsito de potências para as condições do caso de estudo servem de base ou ponto de partida, uma vez que não é possível obter o verdadeiro estado do sistema elétrico real.

Em todos os testes foram consideradas cargas aproximadamente constantes nos barramentos.

As medidas convencionais não fasoriais foram construídas, para efeitos de simulação, a partir dos resultados do trânsito de potência para as condições do caso de estudo. Estes dados são afetados de erros com o objetivo de simular as condições reais do sistema, onde as medidas convencionais surgem afetadas de erros, devido a fatores diversos e já explicitados anteriormente. Com vista a simular condições próximas da realidade, os vários conjuntos de medidas utilizadas

foram obtidos, adicionando ao verdadeiro valor correspondente à medida um erro gaussiano de média zero e desvio padrão de 0.4%, 0.8% ou 1%, consoante as medidas correspondem, respetivamente, a valores de amplitude de tensão nos barramentos, de trânsitos de potências nas linhas ou de potências ativa e reativa injetadas nos barramentos [121, 122]. Salvo indicação contrária, foi garantida a ausência de erros grosseiros nas diversas medidas convencionais (não fasoriais) utilizadas nos testes.

Em barramentos que não possuem qualquer carga ou geração, a potência injetada nesses barramentos é zero. Uma possibilidade de lidar com esta medida implícita no problema da estimação de estado é ignorar estes barramentos na formulação. A desvantagem desta consideração é a de que se no sistema existirem muitos barramentos de injeção zero e se forem todos ignorados, o restante sistema é, provavelmente, não observável uma vez que as restantes medidas poderão ser em número insuficiente para determinar completamente as variáveis desconhecidas.

As medidas fasoriais, também construídas a partir dos resultados do trânsito de potências, correspondem a medidas de maior precisão quando comparadas com as medidas convencionais (não fasoriais). Desta forma para simular medidas deste tipo o desvio padrão do erro associado ao fasor da tensão nos barramentos é definido como 0.0017 rad para o ângulo de fase e 0.002 p.u. para a amplitude. As variâncias do erro de medida relativo ao fasor da corrente são caracterizadas por (5.13)(5.15) a partir das medidas diretas (amplitude e ângulo de fase da tensão).

Tendo em conta a natureza estatística do erro das medidas utilizadas nos testes de simulação, optou-se por proceder à execução de um grande número de testes ou simulações. Em cada teste ou simulação, uma estimação de estado é executada com um conjunto de medidas. Em cada teste, novos erros são adicionados às medidas. É possível, desta forma, descartar a natureza estatística do erro de medida nos resultados do estimador. Assim, as conclusões sobre o desempenho do estimador de estado implementado não dependem do erro aplicado.

A escolha do conjunto de medidas a utilizar em cada simulação requereu algum cuidado especial. Como exposto anteriormente, o conjunto de medidas deve ser selecionado de uma forma cuidada com vista a garantir a observabilidade da rede em estudo, pois a matriz de ganho poderá ser singular ou mal condicionada. Neste caso, não sendo possível a sua inversão, ocorreria interrupção do programa de estimação de estado ou originaria uma solução correspondente a uma estimativa incorreta do vetor estado do sistema por não ter sido detetada a singularidade da matriz ganho. Nos



testes efetuados em que a observabilidade não é garantida pelas medidas convencionais (não fasoriais), é, em alternativa, garantida por introdução de medidas fasoriais de acordo com a metodologia descrita no Capítulo 4.

Na estimação de estado convencional a escolha do barramento de referência é um processo trivial, bastando para tal considerar um dos barramentos com ângulo de fase zero. Os ângulos medidos pelas *PMUs* são referenciados na base de tempo utilizada na sincronização das medidas. Se as medidas provenientes das *PMUs* fossem incluídas no conjunto de medidas do estimador de estado sem qualquer alteração, haveria um erro correspondente à diferença entre as duas referências. Para que as medidas fasoriais possam ser utilizadas pelo estimador de estado, o barramento de referência deve ser escolhido entre aqueles que possuem medição fasorial (ponto 5.2.1. do Capítulo 5). Nas configurações de medidas usadas nos diversos testes foi considerado a existência de uma *PMU* no barramento que serve de referência para os ângulos de fase de todos os barramentos na estimação de estado convencional.

Para o valor da tolerância de convergência do algoritmo de estimação de estado nos testes efetuados foi considerada  $10^{-5}$ .

## 6.4 Índices de avaliação do desempenho do estimador de estado

O desempenho do estimador determina a capacidade do estimador em fornecer resultados fiáveis que possam ser utilizados por outras aplicações do centro de controlo.

O valor da função objetivo  $J_x$  expressa quão boa é a solução da estimação de estado, i.e., a adequação entre as medidas e o estado do sistema. Este índice vastamente aceite não serve completamente o propósito, pois expressa como a solução (os valores estimados) se adequa corretamente às medidas mas não reflete o quão distante se encontra dos valores reais.

Para ultrapassar esta limitação, neste trabalho foram usados vários índices que pretendem quantificar o desempenho do estimador de estado com relação ao desvio das variáveis estimadas com as condições reais do sistema. A capacidade de convergência do estimador é também analisada, recorrendo a índices específicos.

Para determinar estes índices de erros foi necessário empreender alguns procedimentos à priori:

Passo 1. Construir os casos de teste, efetuar o trânsito de potências e determinar o “verdadeiro” valor do estado do sistema.

Passo 2. Adicionar erros aleatórios às medidas convencionais não fasoriais, se o modelo incluir medidas provenientes de *PMUs*, adicionam-se erros aleatórios também às medidas fasoriais.

Passo 3. Proceder à execução da estimação de estado usando as medidas criadas no passo 2.

Passo 4. Das soluções da estimação de estado (índice “estimado” nas equações abaixo) obtidas no passo 2 e dos valores conhecidos do caso teste (índice “referência” nas equações abaixo) obtidos no passo 1, são calculados o(s) índice(s) de erro(s).

O índice  $Mconv_{obj}$ , é um índice de convergência baseado no valor da função objetivo. Traduz a variação relativa no valor da função objetivo do problema de otimização dos mínimos quadrados ponderados na última iteração (relativamente à iteração imediatamente anterior) avaliando a sua capacidade de convergir [16]. Este índice é definido por:

$$Mconv_{obj} = \left| 1 - \frac{J^{k^{th}}}{J^{k^{th}-1}} \right| \quad (6.1)$$

O índice  $Mconv_V$  é um índice de convergência baseado na tensão. É definido como a maior de todas as alterações relativas nos valores de tensão na última iteração (relativa à iteração imediatamente anterior). É expresso por:

$$Mconv_V = \max \left| 1 - \frac{V_i^{k^{th}}}{V_i^{k^{th}-1}} \right| \quad (6.2)$$

O índice  $Mconv_\theta$  é também um índice de convergência e é baseado no ângulo de fase da tensão. É definido como a maior de todas as alterações nos valores dos ângulos de fase nos barramentos na última iteração (relativa à iteração imediatamente anterior). Mede a maior variação relativa na fase da tensão do barramento e utiliza o valor absoluto da diferença para evitar

problemas nas situações em que o ângulo de fase é próximo de zero o que iria ocorrer no barramento de referência:

$$Mconv_{\theta} = \max \left| \theta_i^{k^{th}} - \theta_i^{k^{th}-1} \right| \quad (6.3)$$

Com o propósito de avaliar o desvio entre as variáveis estimadas e os valores de referência (verdadeiro ou real) usou-se um índice normalizado  $Macc_v$  que capta conjuntamente o efeito dos erros na amplitude da tensão e no ângulo de fase da tensão, onde o somatório é calculado para um conjunto de  $k$  barramentos escolhidos (em p.u.):

$$Macc_v = \sqrt{\sum_k \left| \vec{V}_k^{referência} - \vec{V}_k^{estimado} \right|^2} \quad (6.4)$$

O índice  $MAPE$  é usado para avaliar a precisão da solução com relação à variável de estado correspondente à amplitude da tensão. Este índice expressa o erro percentual absoluto médio da amplitude da tensão no barramento e é definido como:

$$MAPE = \frac{100\%}{m} \sum_{i=1}^m \frac{\left| V_i^{referência} - V_i^{estimado} \right|}{V_i^{referência}} \quad (6.5)$$

Os valores estimados do ângulo de fase da tensão são avaliados com recurso ao índice  $MAE_{\theta}$  que reflete o erro absoluto médio relativo ao ângulo de fase da tensão. Este índice fornece indicação de quão perto do valor de referência se encontra o valor estimado da fase da tensão, e é definido como:

$$MAE_{\theta} = \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m \left| \theta_i^{referência} - \theta_i^{estimado} \right| \quad (6.6)$$

O  $TVE$  (*Total Vector Error*) traduz a medida do erro entre o valor teórico de referência do fasor e o fasor estimado.

$$TVE = \sqrt{\frac{\left( V_{real}^{referência} - V_{real}^{estimado} \right)^2 + \left( V_{imag}^{referência} - V_{imag}^{estimado} \right)^2}{\left( V_{real}^{referência} \right)^2 + \left( V_{imag}^{referência} \right)^2}} \quad (6.7)$$

## 6.5 Estrutura seguida na execução dos testes usando os algoritmos implementados

Com vista à realização dos testes que validam os algoritmos implementados torna-se necessário explicitar:

- o sistema de teste a ser usado, dados relativos ao modelo do sistema, dados de histórico;
- as condições do caso de estudo;
- a plataforma de teste;
- medidas fasoriais utilizadas nos testes;
- descrição das medidas convencionais (não fasoriais) usadas no teste.

A estrutura do modelo de simulação implementado relativo ao estimador de estado com medidas fasoriais e medidas convencionais SCADA encontra-se representado na Figura 6.1.

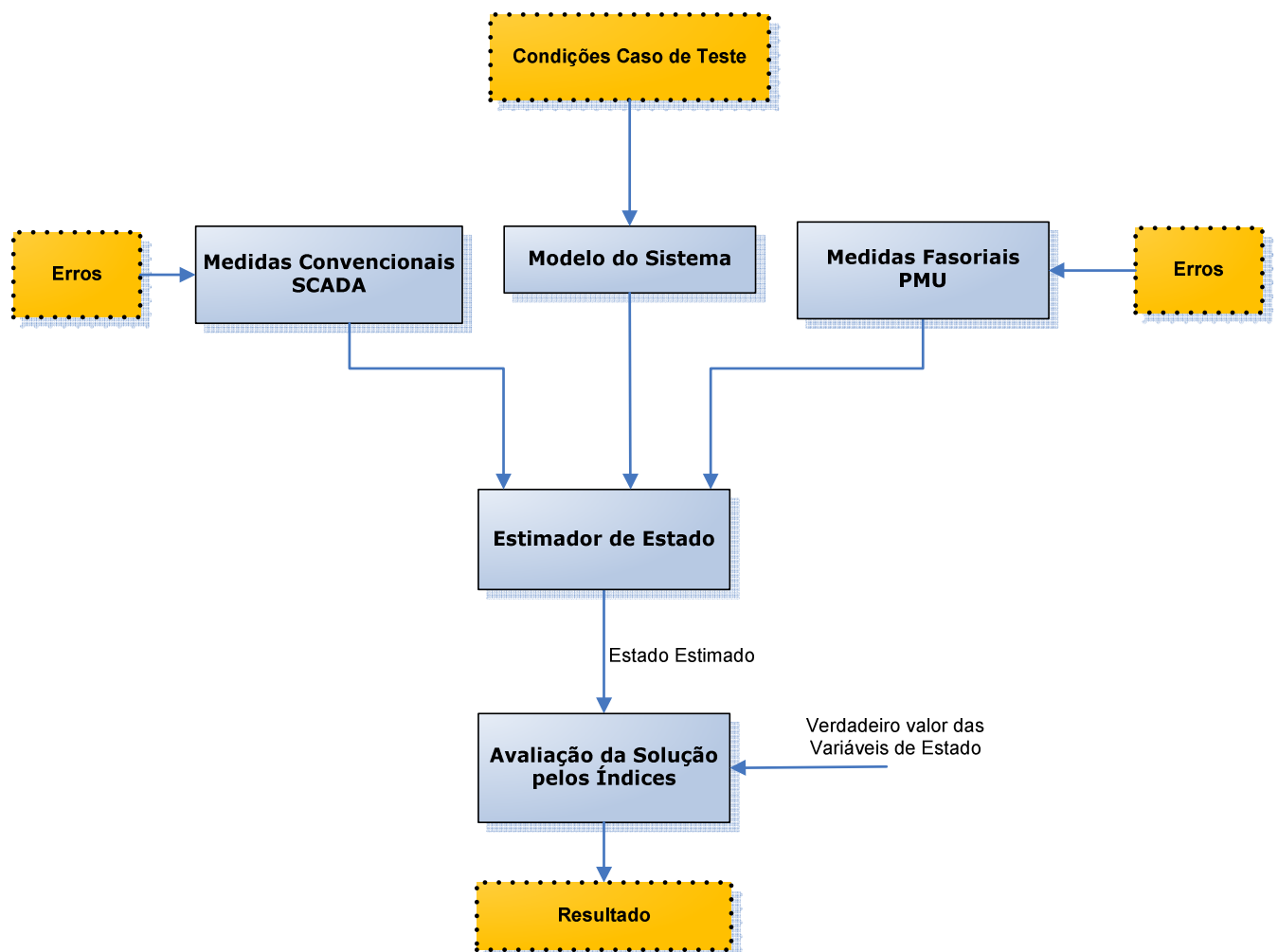
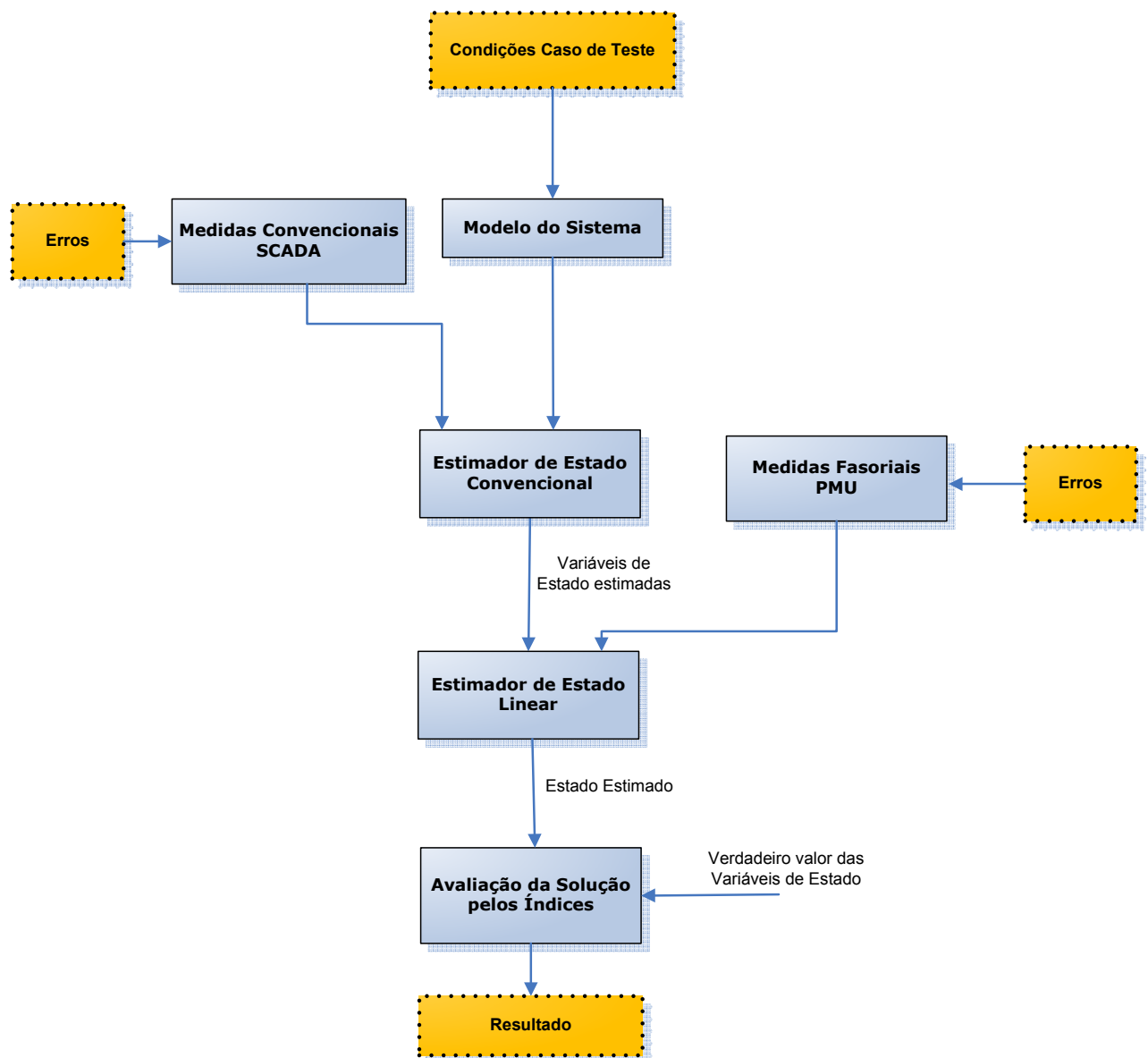


Figura 6.1: Estrutura do modelo de simulação implementado pelo Método  $EE_{SCADA+PMU}$

Em cada teste são descritos os índices de avaliação do estimador de estado usados, apresentando os resultados com e/ou sem medidas fasoriais para efeitos de comparação e análise do impacto destas medidas na estimação de estado.

Na Figura 6.2 encontra-se esquematizado a estrutura do modelo de simulação implementado relativo ao estimador de estado convencional com módulo de pós-processamento estimador de estado linear com medidas fasoriais.



**Figura 6.2:** Estrutura do modelo de simulação implementado pelo Método  $EE_{clássico} + EE_{linearPMU}$

## 6.6 Estimação de Estado pelo Método $EE_{SCADA+PMU}$

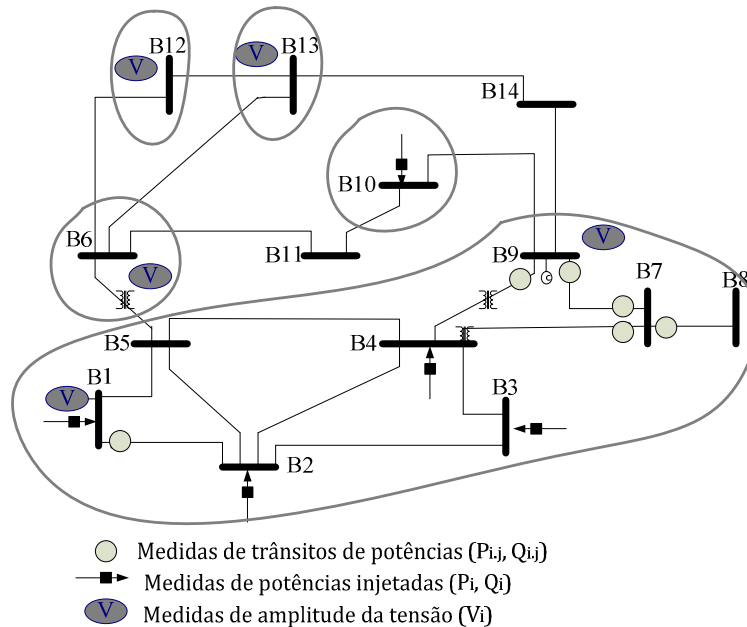
### 6.6.1 Avaliação do desempenho do estimador de estado: Sistema de 14 barramentos

Consideremos o sistema de teste *IEEE* de 14 barramentos. A configuração de medida relativa a medidas convencionais *SCADA* engloba cinco medidas de tensão, seis trânsitos de potência ativa e reativa nas linhas e cinco injeções de potência ativa e de potência reativa identificadas na Figura 6.3.

No sistema de teste de *IEEE* de 14 barramentos existe apenas um barramento zero injeção, barramento 7, que foi tido em atenção na configuração de medida *SCADA* inicial. Os trânsitos de potência em todas as linhas adjacentes ao barramento 7 fazem parte do conjunto inicial de medidas.

Com a configuração de medida escolhida para os testes com o sistema *IEEE* de 14 barramentos, procedeu-se à verificação da observabilidade do sistema pelo procedimento descrito no ponto 4.2 do Capítulo 4 e foram identificadas todas as “ilhas” observáveis que se encontram separadas por ramos não observáveis.

Na Figura 6.3 encontram-se representadas as “ilhas” identificadas pelo procedimento referido. Constatou-se a necessidade de colocação de *PMUs* para garantir a observabilidade do sistema.



**Figura 6.3: Sistema de teste do *IEEE* de 14 barramentos: “ilhas” observáveis**

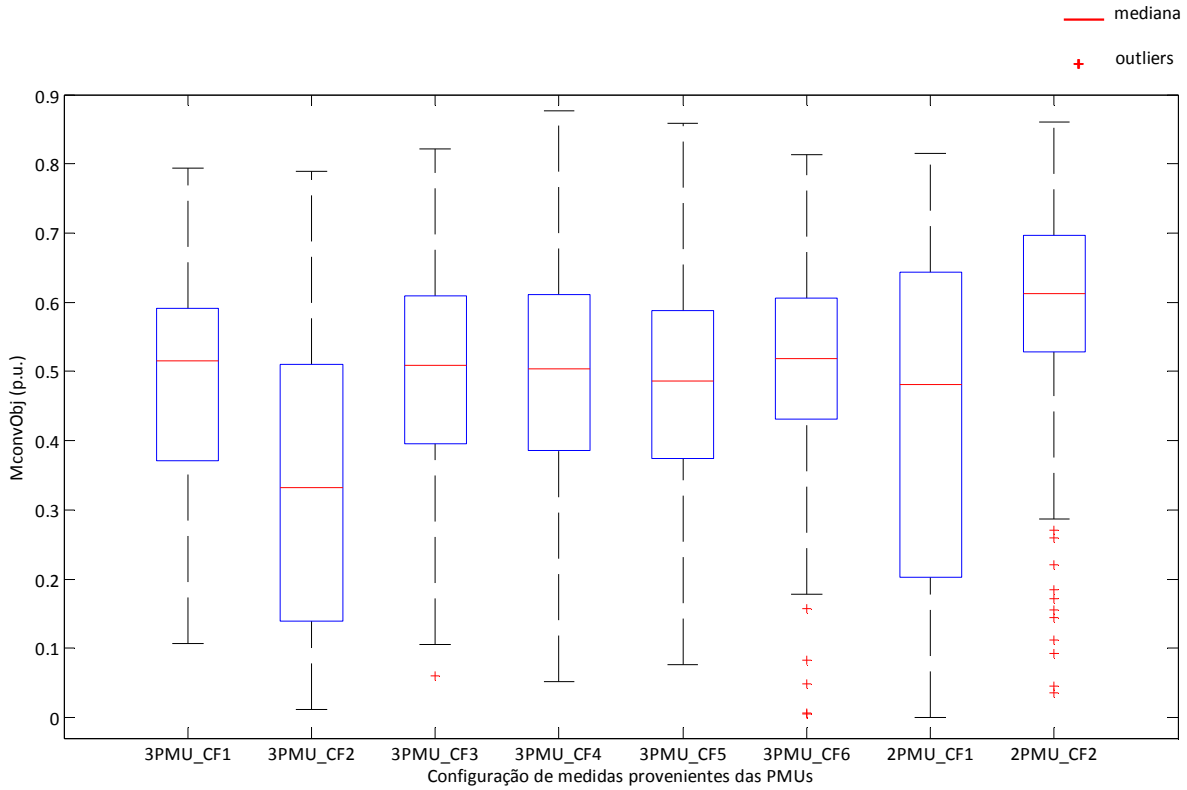
As fases das tensões nos barramentos são medidas relativamente ao barramento de referência. No sistema de medição *SCADA*, usualmente um dos barramentos (o barramento *slack*) é escolhido como barramento de referência para os ângulos de fase relativos de todos os outros barramentos do sistema. As medidas fasoriais sincronizadas podem ter uma referência diferente que é determinada pelo instante inicial da amostragem sincronizada. Se as medidas de fase são introduzidas no problema da estimação de estado sem ter em consideração as diferentes referências, é provável que o algoritmo não vá convergir e, mesmo que convirja, os resultados seriam incorretos se as medidas provenientes das *PMUs* forem usadas sem lidar com este problema da referência. A solução adotada foi medir o ângulo de fase do barramento de referência do sistema *SCADA* (barramento *slack*) colocando uma *PMU* nesse barramento e considerando-o como referência comum aos dois sistemas de medida. Devido a esta condição e sendo o barramento 1 o barramento de referência é colocado, neste, uma *PMU*.

Este caso de estudo tem como objetivo estudar o desempenho do estimador relativamente à precisão dos resultados e níveis de convergência. Para efeitos do estudo pretendido foram consideradas diferentes localizações para as *PMUs* na rede de 14 barramentos. Para tal foram criadas configurações de medidas relativas à localização das *PMUs*, com maior redundância de medida e com menor redundância de medida como se representa na Tabela 6-1.

**Tabela 6-1: Configuração de medidas provenientes das *PMUs***

<i>Redundância de medidas</i>	<i>Localização das PMUs</i>	<i>Designação da configuração de medidas</i>
Maior redundância	Barramentos 1, 6 e 9	3PMU_CF1
	Barramentos 1, 6 e 14	3PMU_CF2
	Barramentos 1, 6 e 10	3PMU_CF3
	Barramentos 1, 5 e 9	3PMU_CF4
	Barramentos 1, 5 e 14	3PMU_CF5
	Barramentos 1, 5 e 10	3PMU_CF6
Menor redundância	Barramentos 1, 6	2PMU_CF1
	Barramentos 1, 9	2PMU_CF2

A Figura 6.4 descreve a variação relativa do valor da função  $J_x$  nas duas últimas iterações para todos os testes efetuados perspetivando a capacidade de convergência do estimador e a diferença de comportamentos nos vários testes.



**Figura 6.4: Variação relativa de  $J_x$  na última iteração, para o sistema de 14 barramentos**

Através de uma análise cuidadosa, é possível verificar como os resultados dos vários testes relativos ao índice  $M_{convObj}$  se encontram distribuídos em relação à posição da medida da tendência central.

Para a simulação  $3PMU\_CF1$  e  $2PMU\_CF1$  podemos observar que os resultados para o índice  $M_{convObj}$  encontram-se mais deslocados para um dos lados da linha, significando que metade dos resultados estão concentrados naquele lado da escala de valores e, assim, a distribuição é assimétrica.

Também é possível constatar que, para a simulação usando  $3PMU\_CF6$  e para a simulação  $2PMU\_CF2$ , os resultados referentes ao índice  $M_{convObj}$  encontram-se mais concentrados e próximos da mediana. A simulação correspondente à configuração  $3PMU\_CF2$  e a simulação correspondente à configuração  $2PMU\_CF1$  são as que apresentam valores mais baixo no que se refere à variação relativa de  $J_x$  nas últimas duas iterações.

A simulação correspondente à configuração  $3PMU\_CF2$  apresenta o menor valor para a mediana, significando que os testes efetuados para esta configuração correspondem aos que apresentam o menor nível de variação da função objetivo nas últimas duas iterações, conferindo o melhor desempenho em termos de convergência da função objetivo. Também podemos constatar que estas duas configurações,  $3PMU\_CF2$  e  $2PMU\_CF1$ , pela representação das *boxplots*

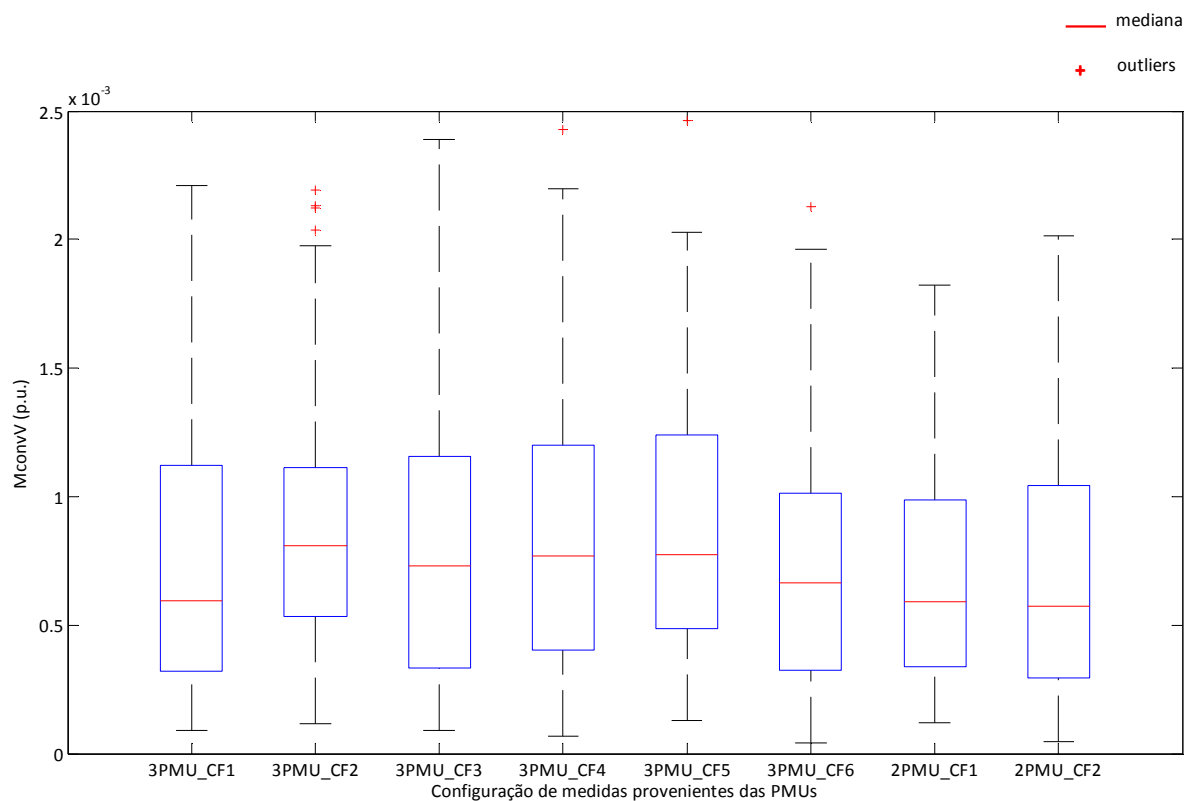


correspondentes, são as que apresentam a maior a variabilidade no conjunto dos resultados correspondentes a este índice.

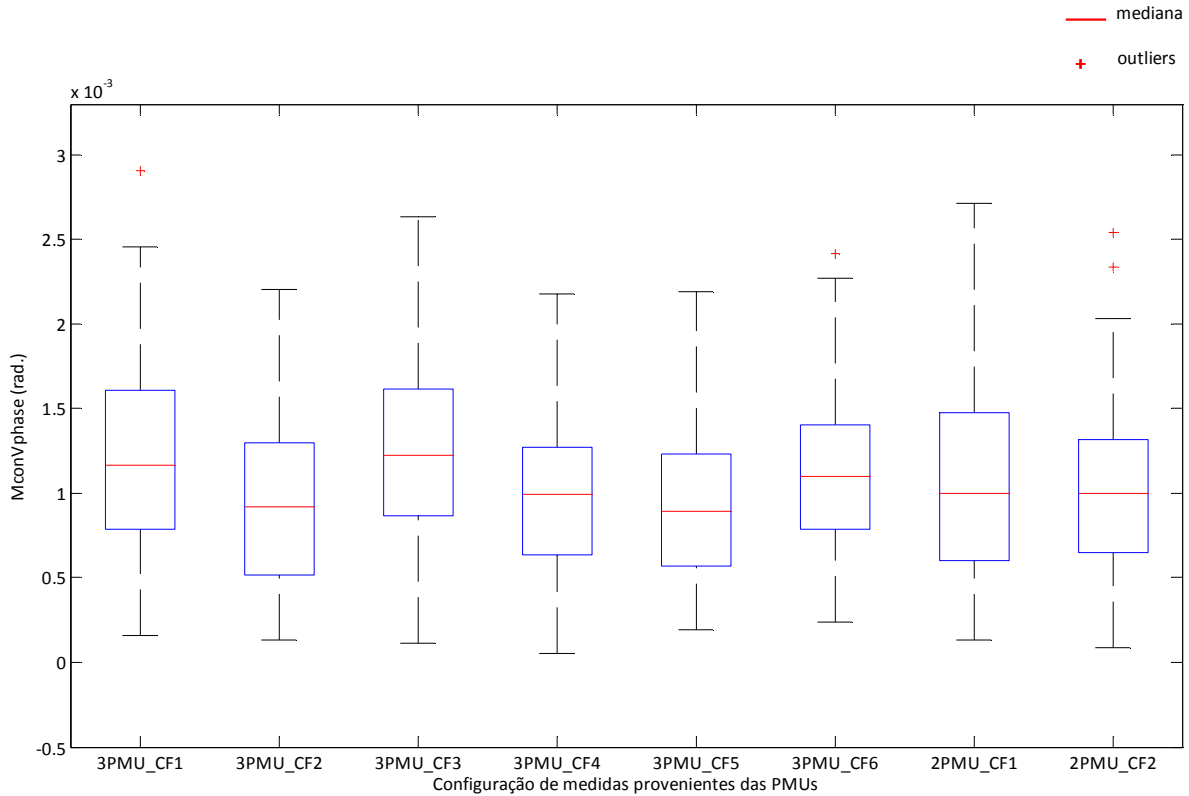
É possível a identificação de *outliers* nos resultados do índice  $M_{convObj}$  para as simulações correspondentes à configuração *3PMU\_CF6* e para as simulações correspondentes à configuração *2PMU\_CF2*.

Outra forma de avaliar o desempenho do estimador em termos de convergência é através duma análise dos índices de convergência relativos à amplitude e ao ângulo de fase da tensão nos barramentos.

A Figura 6.5 e a Figura 6.6 descrevem a variação relativa final mais significativa na amplitude da tensão e no ângulo de fase da tensão nos barramentos. É possível constatar o comportamento do estimador, em termos de convergência para cada simulação efetuada.



**Figura 6.5: Maior variação relativa na amplitude da tensão para o sistema de 14 barramentos**



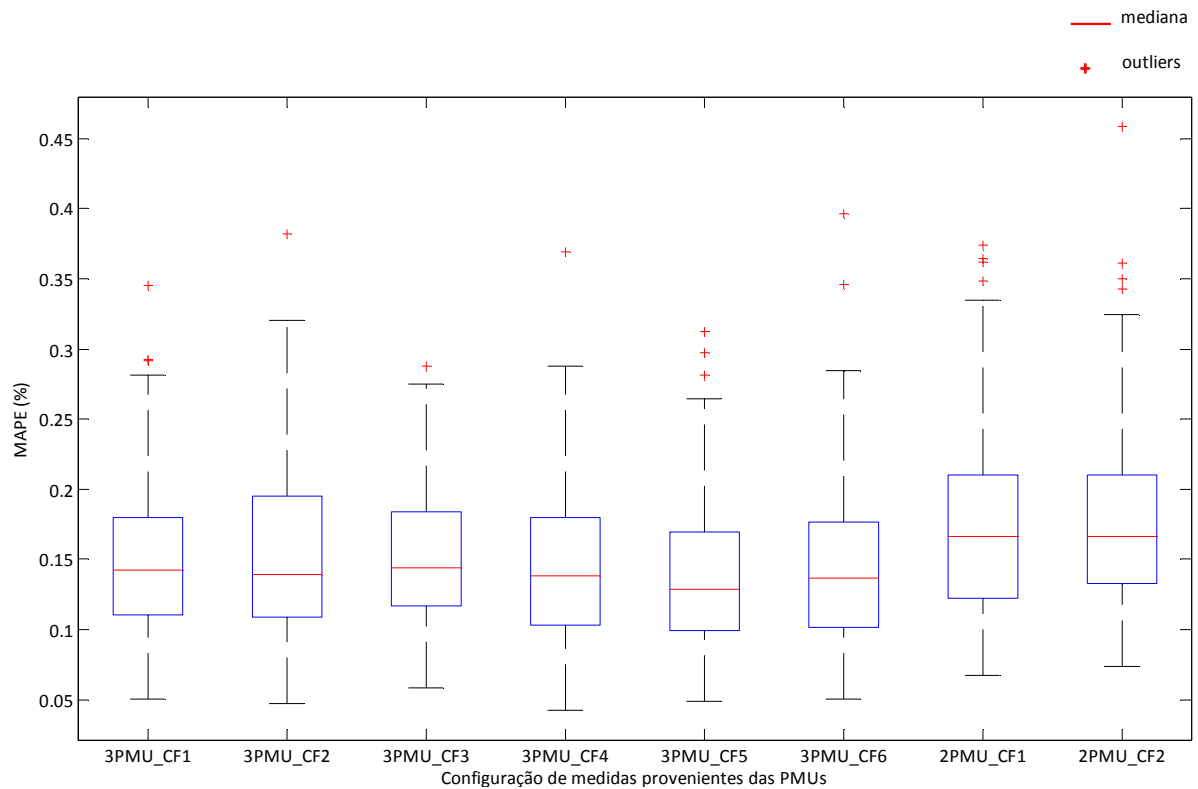
**Figura 6.6: Maior variação relativa no ângulo de fase da tensão para o sistema de 14 barramentos**

As simulações relativas à configuração 3PMU\_CF1 e à configuração 2PMU\_CF1 apresentam resultados relativos ao índice  $M_{conV}$  com uma distribuição assimétrica, mais deslocados para a parte acima da mediana.

Quanto mais agrupados, ou seja quanto mais próximos ao valor da mediana, melhor é o desempenho do estimador, significando que os resultados não variam muito entre os testes. Apesar da natureza aleatória dos erros aplicados às medidas em cada teste é possível concluir relativamente ao bom desempenho em termos de convergência na obtenção da solução do estimador de estado. A maior variação relativa na amplitude e no ângulo de fase da tensão nas várias configurações simuladas apresentam valores aproximados a  $0.5 \times 10^{-3}$  p.u. e  $1 \times 10^{-3}$  rad respectivamente.

O desempenho do estimador de estado em termos de precisão dos resultados para todas as simulações é traduzido graficamente por meio dos índices  $MAPE$  e  $MAE_{\theta}$  e  $M_{accV}$ , representados na Figura 6.7, Figura 6.8 e Figura 6.9.

O erro médio absoluto ( $MAPE$ ), em percentagem, é útil porque expressa, em termos percentuais genéricos, o erro da amplitude da tensão nos barramentos, expressando a precisão da solução encontrada pelo estimador para a amplitude da tensão estimada nos barramentos.



**Figura 6.7: Erro médio absoluto percentual da amplitude da tensão, sistema de 14 barramentos**

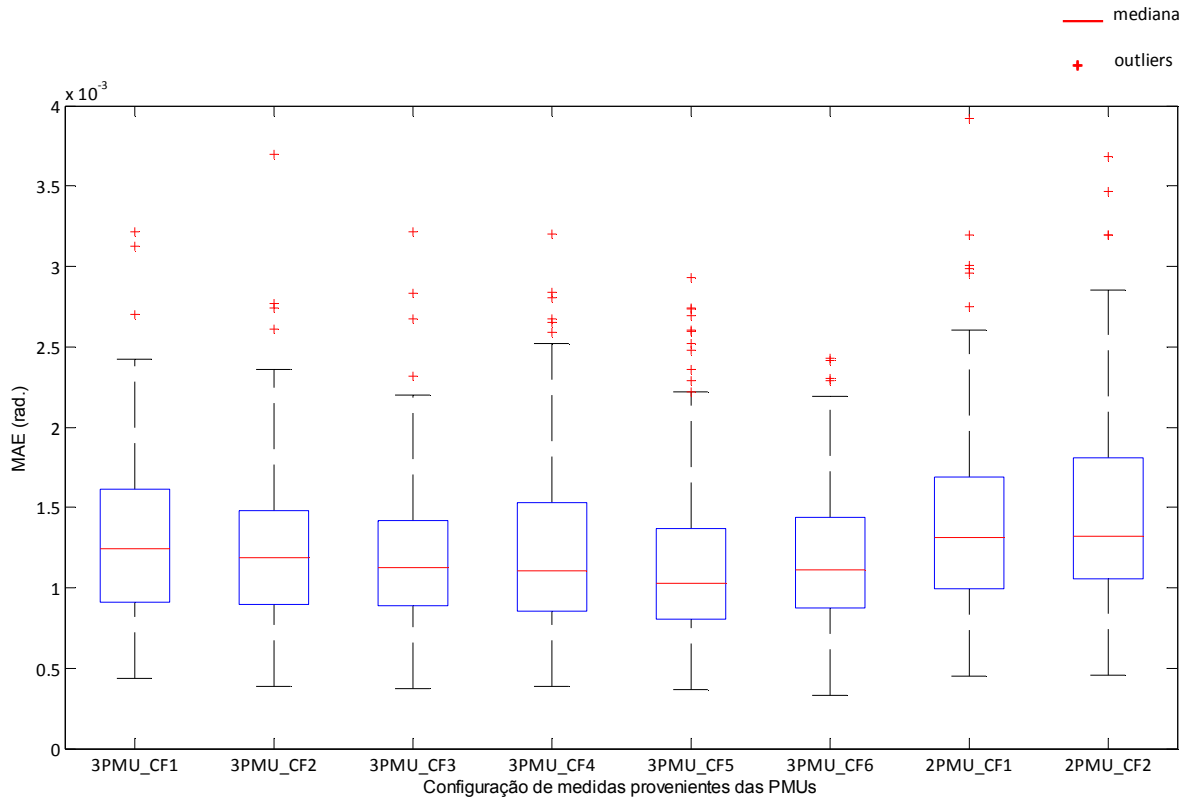
A Figura 6.7 apresenta os resultados para o índice  $MAPE$  referente aos erros nas amplitudes das tensões nos barramentos para todas as simulações efetuadas.

Pode-se constatar que, para quase todas simulações efetuadas, os resultados para o índice  $MAPE$  são inferiores a 0,35%, o que indica uma muito boa precisão do estimador para os valores das tensões estimadas nos barramentos.

A simulação com pior desempenho, é a simulação usando 2PMU\_CF1.

Podem ocorrer problemas no cálculo de índices do tipo do  $MAPE$  quando o denominador pode apresentar valores muito pequenos, como no caso do ângulo de fase da tensão no barramento

de referência. Neste caso, um pequeno desvio no erro, origina uma divisão por zero, causando o problema de singularidade



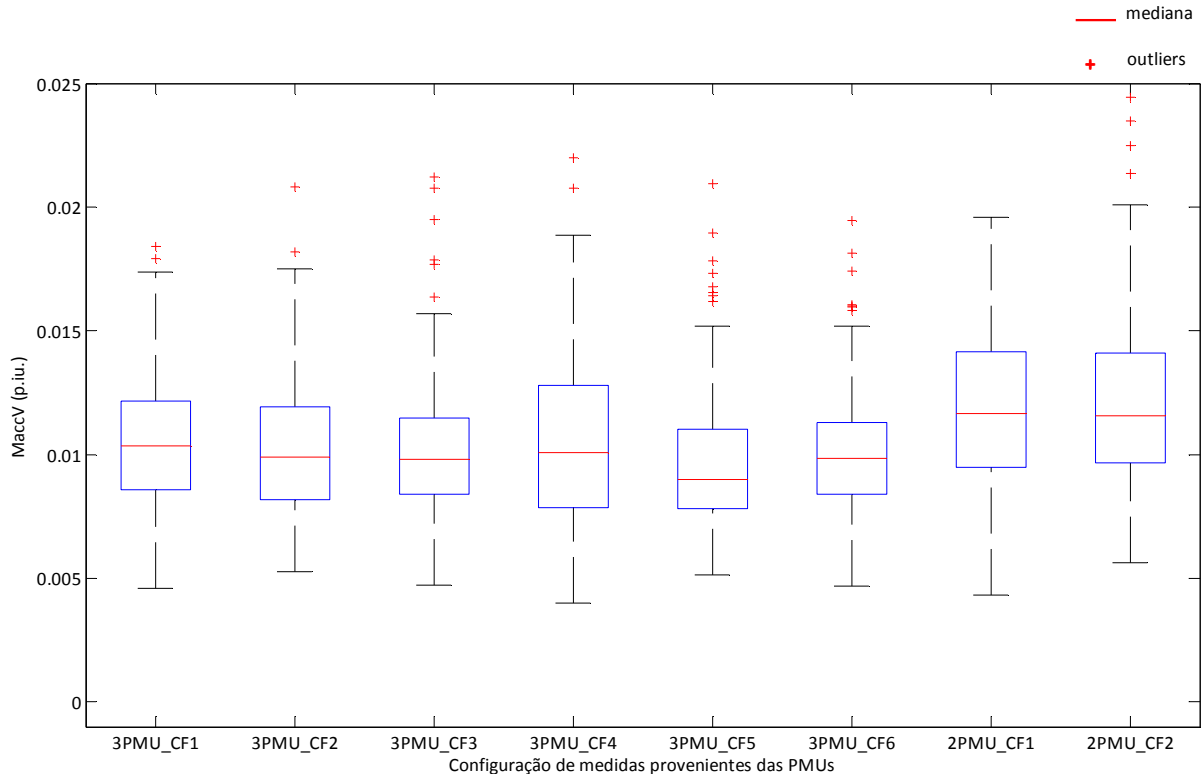
**Figura 6.8: Erro médio absoluto do ângulo de fase da tensão para o sistema de 14 barramentos**

Desta forma, o índice usado para analisar os erros relativos aos ângulos de fase, foi o índice  $MAE_{\theta}$ , erro absoluto médio do ângulo de fase da tensão nos barramentos.

A Figura 6.8 mostra os resultados relativos a este índice para todas as simulações e respectivos testes efetuados.

O índice utilizado,  $MAE_{\theta}$ , indica a média dos valores absolutos das diferenças entre o ângulo de fase da tensão estimado e o ângulo de fase da tensão de referência correspondente.

Os resultados indicam como piores casos as simulações com a configuração de medida 2PMU\_CF1 e 2PMU\_CF2, ou seja nas configurações com menor redundância. Note-se que os restantes erros absolutos médios dos ângulos de fase das tensões nos barramentos são inferiores  $2 \times 10^{-3}$  rad. (cerca de 0,1 graus).



**Figura 6.9: Índice  $M_{accV}$  para os cenários criados para o sistema de teste de 14 barramentos**

É razoável comparar erros na amplitude da tensão e no ângulo de fase de tensão separadamente. No entanto, o índice  $M_{accV}$  permite analisar o efeito de ambos, assim os resultados do estimador devem devolver valores baixos neste índice.

Pela análise do gráfico relativamente aos resultados do índice  $M_{accV}$ , é possível reforçar que os piores casos correspondem às simulações com a configuração de medida  $2PMU\_CF1$  e  $2PMU\_CF2$ .

Os erros observados na amplitude da tensão (Figura 6.7) são significativamente menos acentuados quando comparados com os erros no ângulo de fase da tensão (Figura 6.8) pelo que é de esperar que o índice  $M_{accV}$  reflita esse efeito.

### 6.6.2 Avaliação do desempenho do estimador de estado: Sistema de 30 barramentos

O algoritmo de estimação de estado  $EE_{SCADA+PMU}$  foi usado no sistema de teste de 30 barramentos. A Figura 6.10 mostra a configuração de medida inicial considerada.

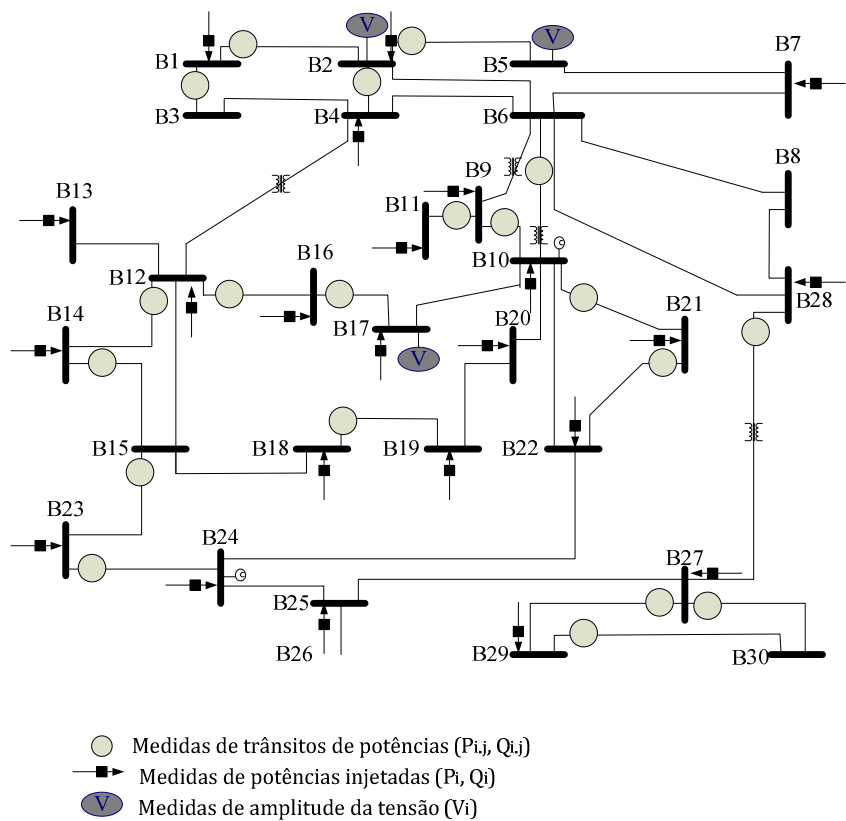


Figura 6.10: Configuração de medida inicial do sistema de teste *IEEE* de 30 barramentos

Uma análise de observabilidade foi realizada conforme descrito anteriormente (Capítulo 4). Depois de identificadas as regiões observáveis de rede, são adicionadas ao conjunto de medidas da configuração inicial, medidas que irão estabelecer uma única região observável.

As medidas usadas foram medidas provenientes de *PMUs* disponíveis, proporcionando três cenários de simulação:

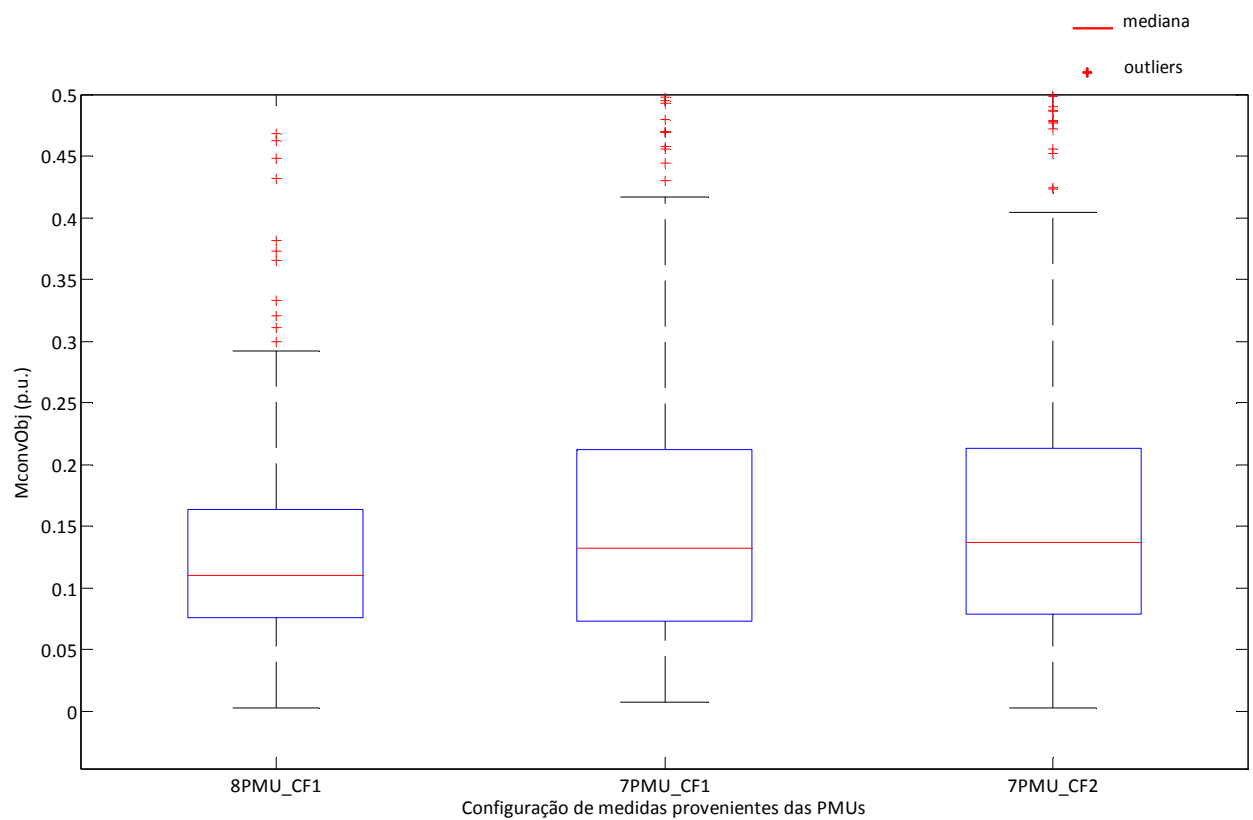
Tabela 6-2: Configuração de medida referente à localização de *PMUs*

Localização das <i>PMUs</i>	Designação da configuração de medidas
Barramentos 1, 2, 6, 10, 12, 15, 16, 28	8 <i>PMU</i> _CF1
Barramentos 1, 2, 6, 12, 16, 24, 27	7 <i>PMU</i> _CF1
Barramentos 1, 2, 5, 10, 12, 25, 28	7 <i>PMU</i> _CF2

A utilização destas medidas originou um incremento de 32 medidas no cenário de maior redundância e 28 medidas nos cenários de menor redundância.

Uma *PMU* é colocada no barramento 1 para medir o ângulo de fase do barramento de referência (*slack*). Os restantes barramentos onde se localizam as *PMUs* foram escolhidos de forma a maximizar a observabilidade com um conjunto mínimo de *PMUs*.

Foram efetuadas 150 testes de simulação para os três cenários. As considerações relativas às simulações que foram assumidas para o sistema de teste *IEEE 14* barramentos são as mesmas para o sistema de teste *IEEE 30* barramentos. Os resultados da estimação de estado efetuada em cada teste são analisados através do uso dos índices de avaliação de desempenho do estimador de estado já referidos. A análise dos resultados correspondentes à avaliação dos 150 testes de simulação da estimação de estado é reforçada pelo uso de gráficos *boxplots*.

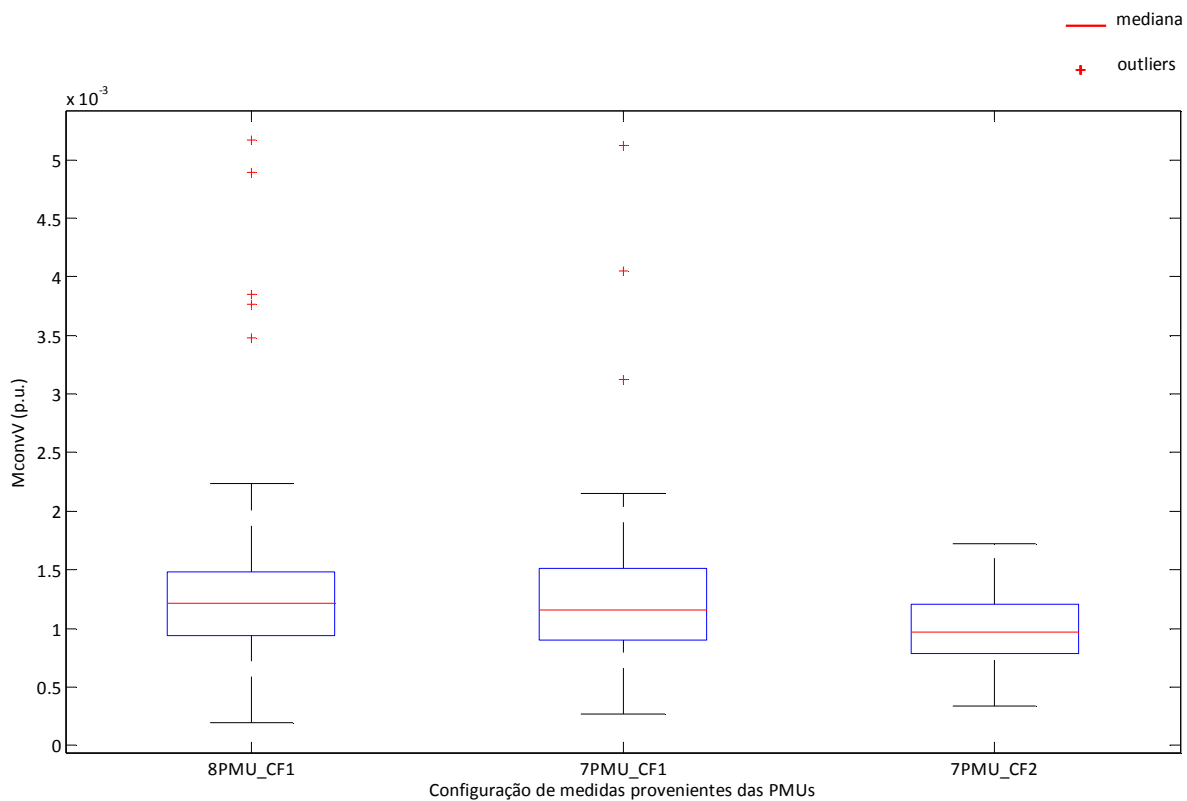


**Figura 6.11: Variação relativa de  $J_x$  na última iteração para o sistema de 30 barramentos**

A Figura 6.11, Figura 6.12 e a Figura 6.13 apresentam as características de convergência da função objetivo, da amplitude da tensão e do ângulo de fase da tensão para os três cenários de simulação. Constata-se que a variação relativa da função objetivo  $J_x$  na última iteração é menor na configuração 8PMU\_CF1, indicando uma convergência da função objetivo mais rápida nesta configuração.

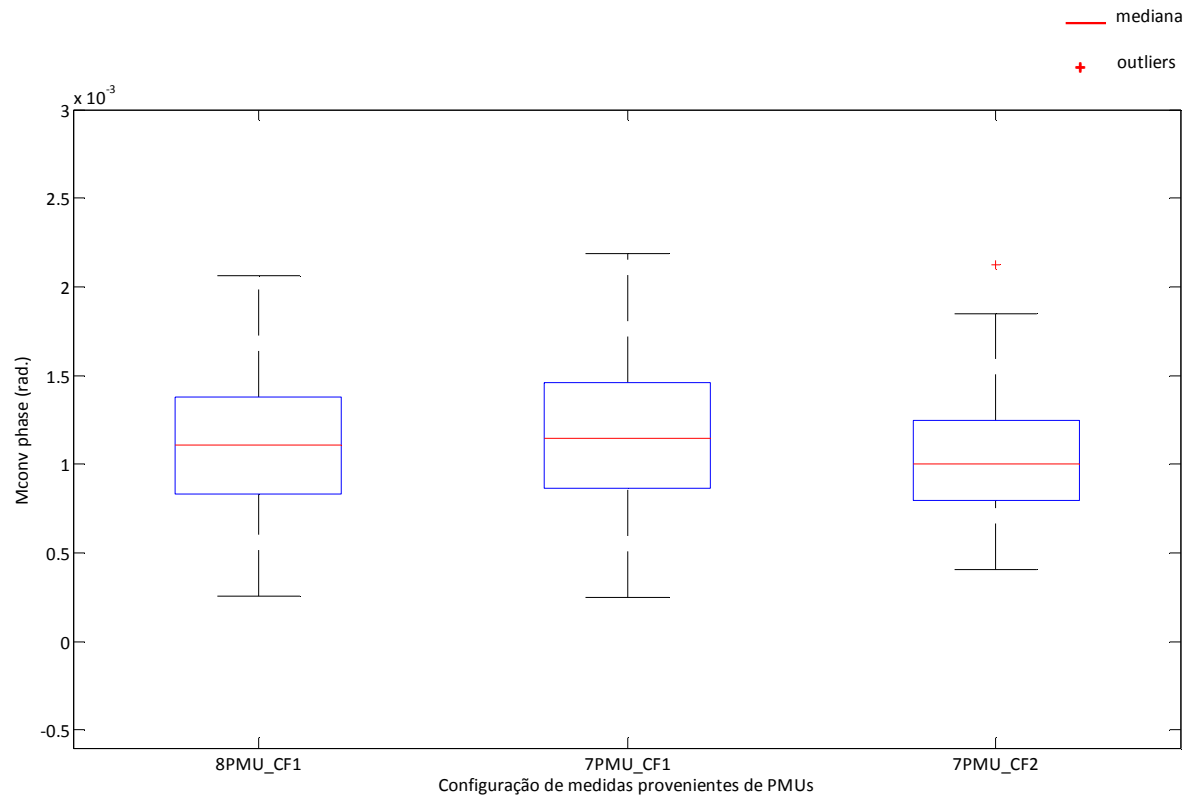
A configuração 7PMU\_CF2 exibe resultados em que a maior variação relativa na última iteração na amplitude da tensão se apresenta mais concentrada junta à mediana. Também esta configuração apresenta os resultados mais baixos relativos à maior variação relativa na última iteração na no ângulo de fase da tensão.

Os erros na amplitude e no ângulo de fase da tensão são apresentados nos gráficos da Figura 6.14 e da Figura 6.15. Por observação dos gráficos das figuras constata-se que a configuração 7PMU\_CF2 constitui o cenário que apresenta o melhor desempenho do estimador de estado, pois possui o menor o erro em termos de amplitude e ângulo de fase da tensão. Para este cenário os índices  $MAPE$  e  $MAE_{\theta}$  possuem o valor mais baixo de mediana e a avaliação dos resultados dos testes de simulação por estes índices encontram-se mais concentrados junto à mediana do que nos restantes cenários.

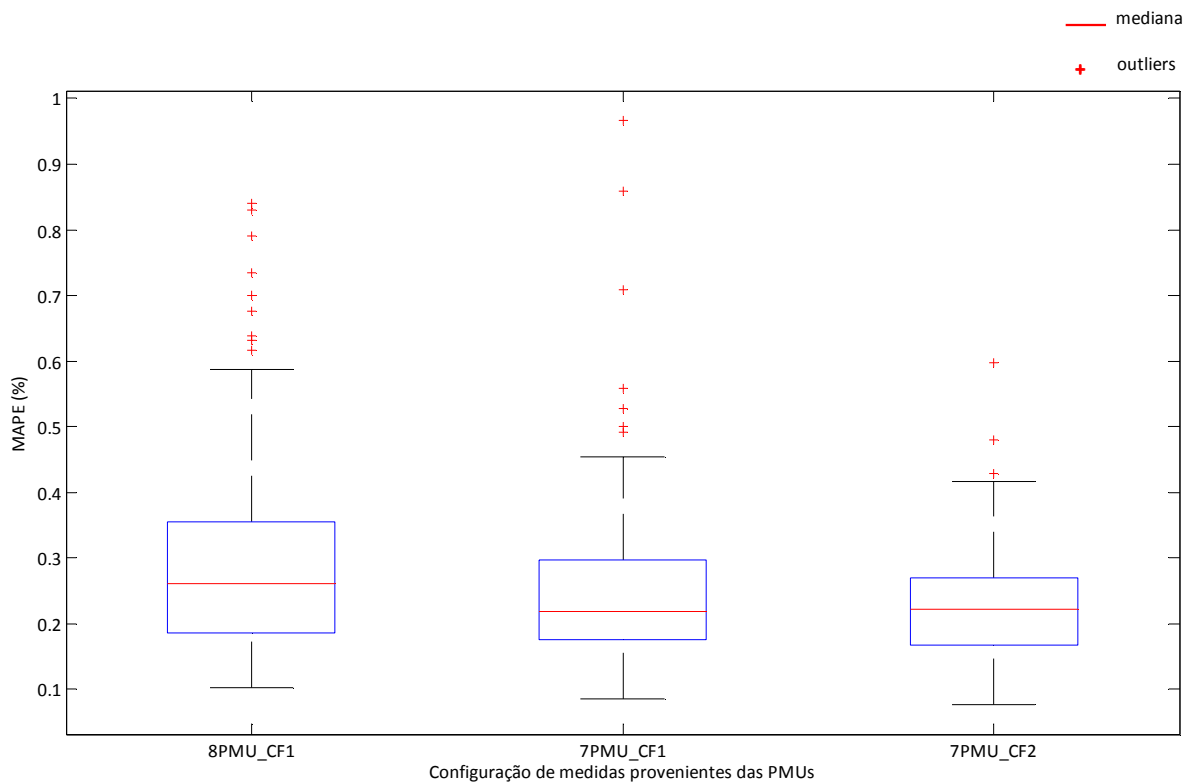


**Figura 6.12: Maior variação relativa na amplitude da tensão no sistema de 30 barramentos**

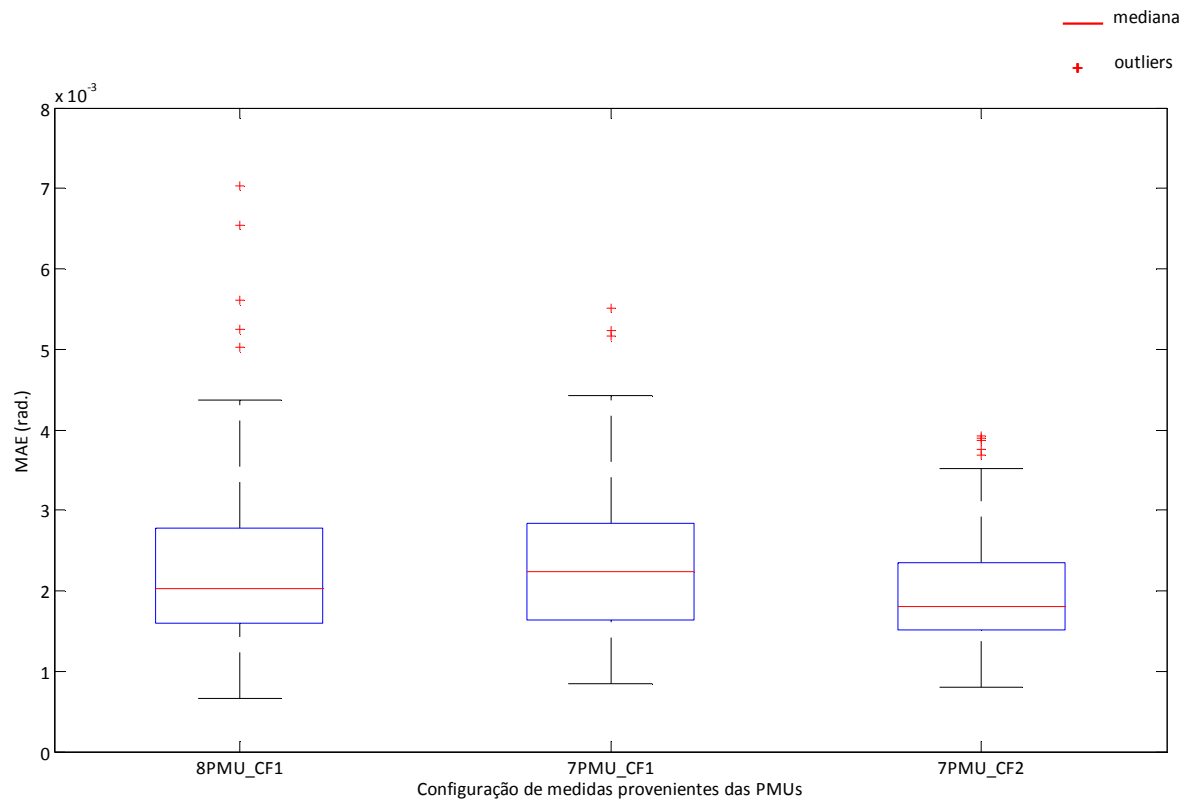




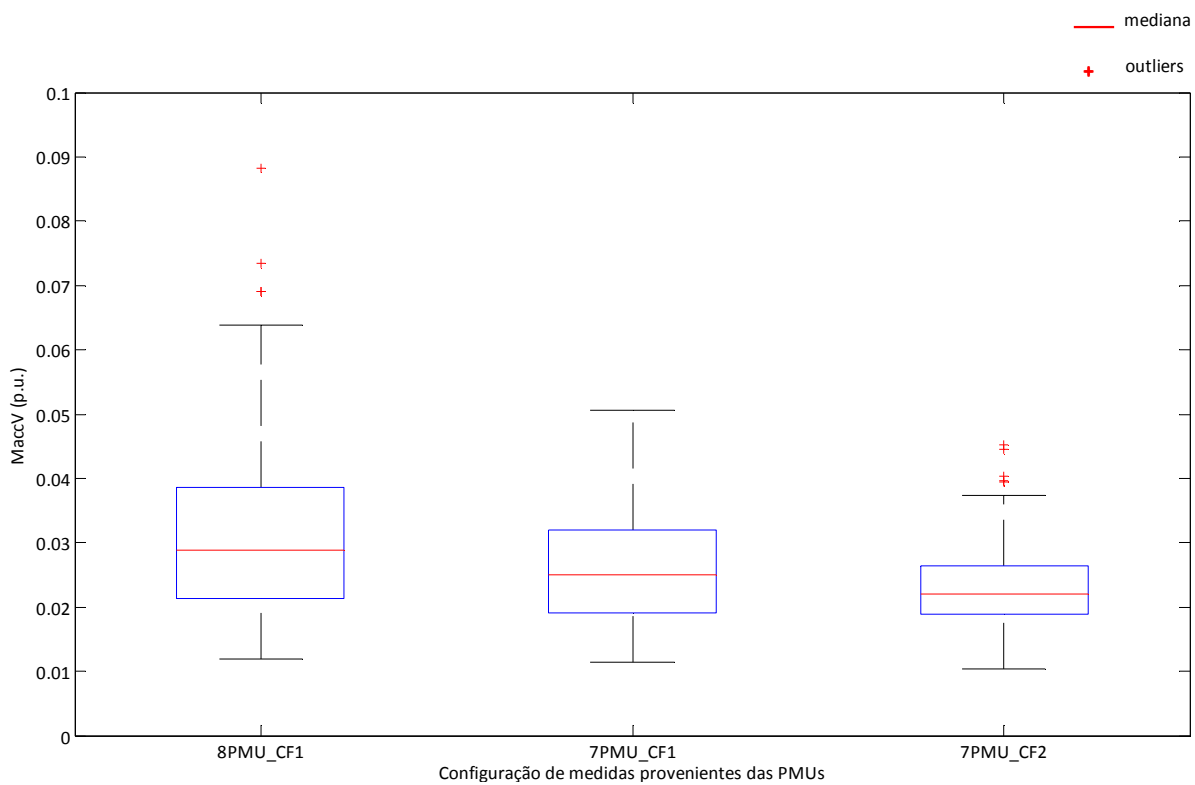
**Figura 6.13: Maior variação relativa no ângulo de fase da tensão no sistema de 30 barramentos**



**Figura 6.14: Erro médio absoluto percentual da amplitude da tensão, sistema de 30 barramentos**



**Figura 6.15: Erro médio absoluto do ângulo de fase da tensão no sistema de teste de 30 barramentos**



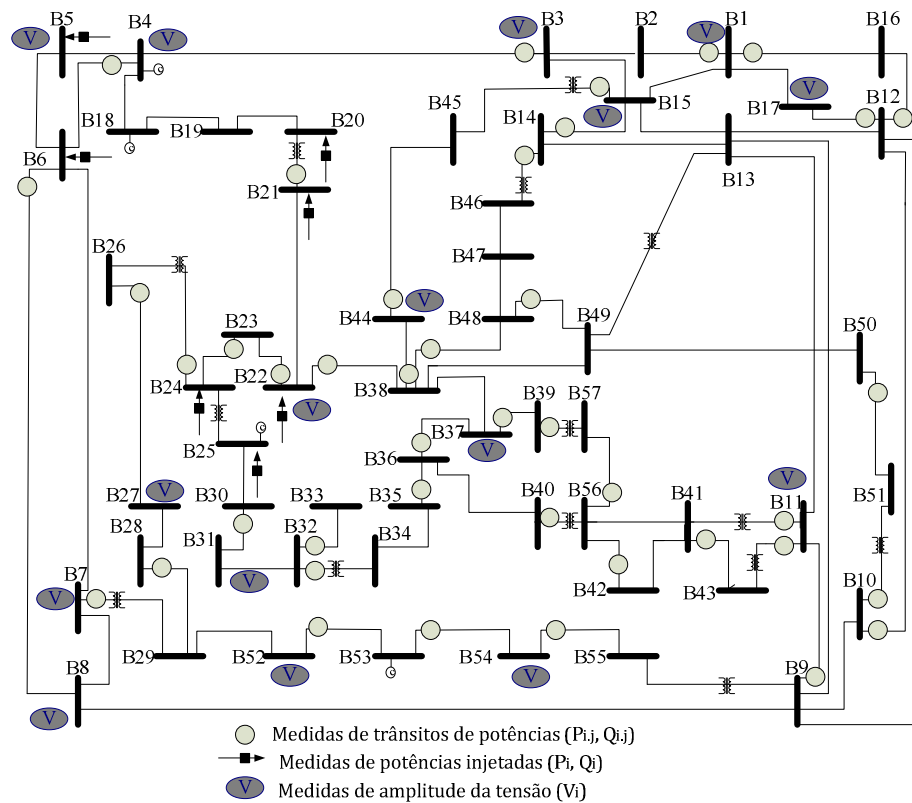
**Figura 6.16: Índice  $Macc_V$  para os cenários criados para o sistema de teste de 30 barramentos**

### 6.6.3 Avaliação do desempenho do estimador de estado: Sistema de 57 barramentos.

Caso de estudo: Análise do efeito na precisão da estimação da variável de estado de um barramento específico ao ser colocada uma *PMU* no referido barramento.

A estimação de estado pelo método  $EE_{SCADA+PMU}$  foi efetuada para a rede de 57 barramentos. A configuração de medidas inicial, com apenas medidas *SCADA*, foi escolhida de forma a garantir a observabilidade do sistema. Esta encontra-se representada na Figura 6.17.

Foram efetuados 150 testes de simulação, cada um correspondente a uma estimação de estado onde as medidas são afetadas de erros aleatórios com vista a simular erros de medida.



**Figura 6.17: Configuração de medida inicial para o sistema de teste de 57 barramentos**

Para este caso de estudo é analisado o efeito na precisão da estimação da variável de estado de um barramento específico perante a disponibilidade de medidas fasoriais por colocação de *PMU* no referido barramento.

Foram efetuados testes para cada um dos barramentos 9, 18, 32 e 56 caracterizando os seguintes cenários:

**Cenário sem PMU:** barramentos sem PMUs

**Cenário 1:** barramento 9 com PMU

**Cenário 2:** barramento 18 com PMU

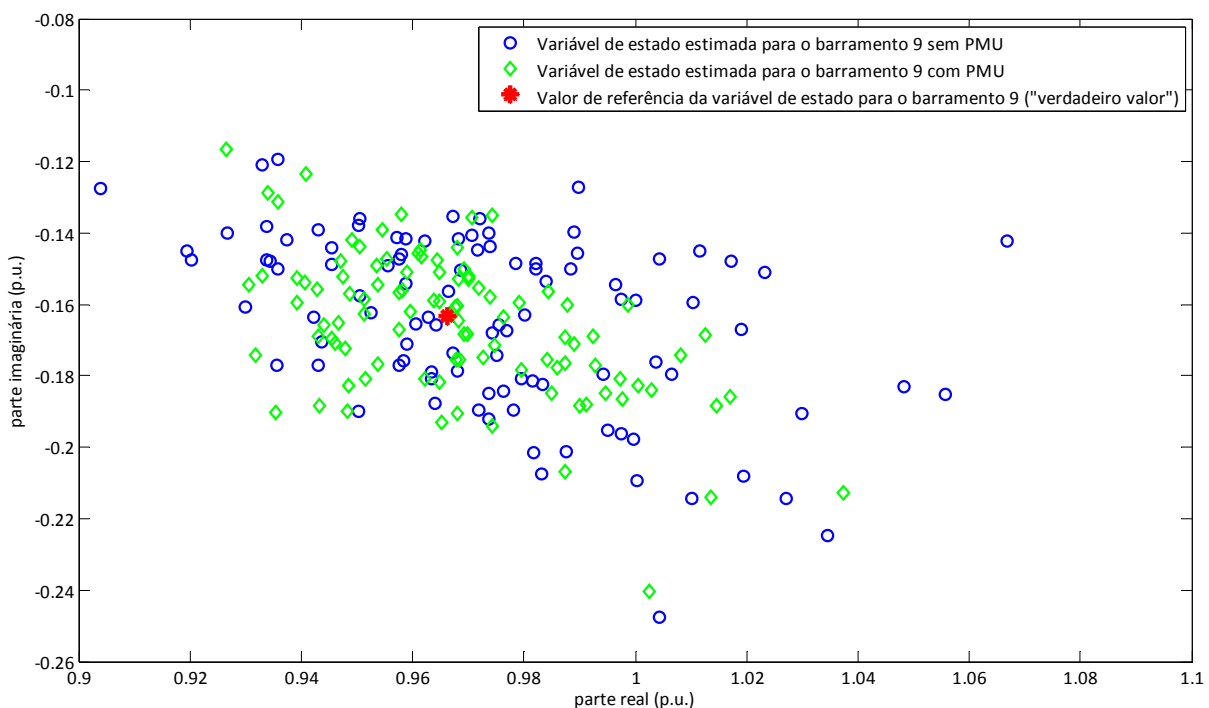
**Cenário 3:** barramento 32 com PMU

**Cenário 4:** barramento 56 com PMU

Nos cenários 1, 2, 3 e 4, para lidar com o problema da referência angular, foi considerado também a existência de uma PMU no barramento 1.

O “verdadeiro” valor e o valor estimado da variável de estado correspondente ao barramento monitorizado pela PMU são representados graficamente no plano complexo.

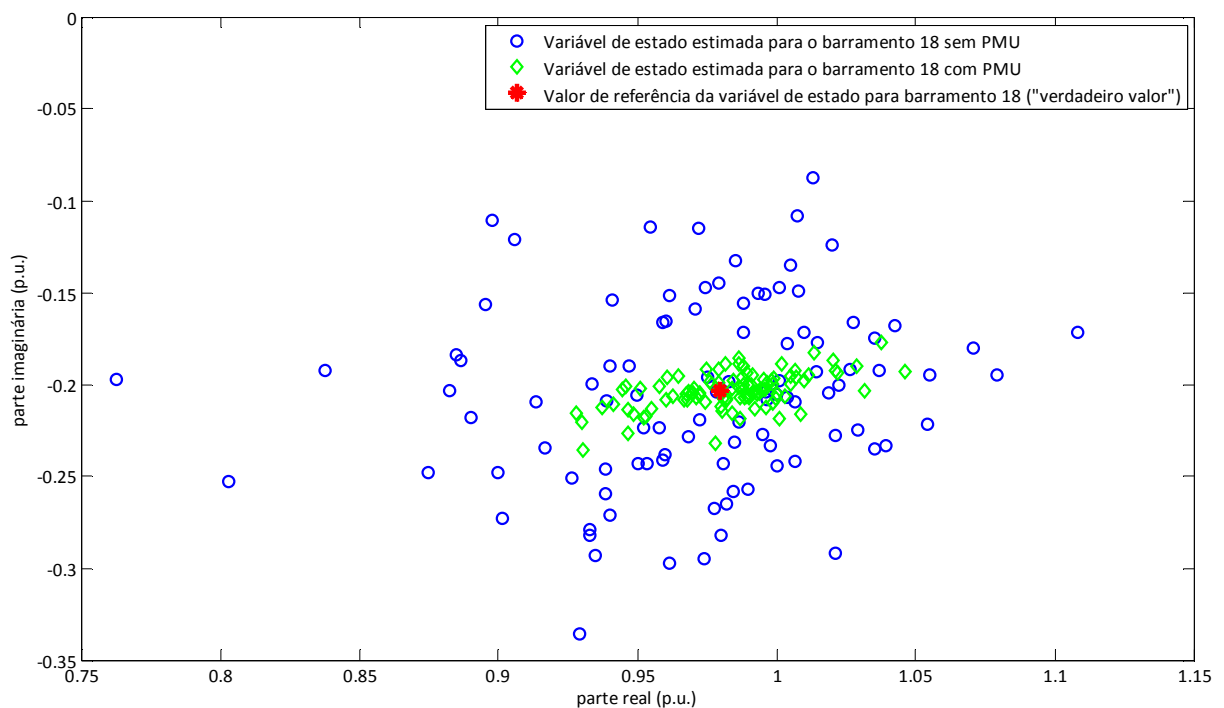
A Figura 6.19 representa o resultado relativo à variável de estado estimada para o barramento 9. Os resultados traduzem o comportamento da variável de estado estimada do barramento nos 150 testes de simulação efetuados, sem PMU e com PMU colocada no respectivo barramento.



**Figura 6.18:** Variável de estado estimada para o barramento 9 para as 150 simulações efetuadas

A representação do valor de referência (“verdadeiro valor”) permite avaliar a precisão dos resultados obtidos.

A instalação de uma *PMU* no barramento corresponde à inclusão de duas medidas fasoriais de tensão (amplitude e ângulo de fase) e duas medidas fasoriais de potência (ativa e reativa injetadas). Estas medidas correspondem a medidas com elevada precisão e é interessante comparar os resultados obtidos, no sentido de verificar se a instalação da *PMU* foi significativa ou se apenas equivale ao aumento do número de medidas, contribuindo para a melhoria do desempenho do estimador decorrente do aumento da redundância.



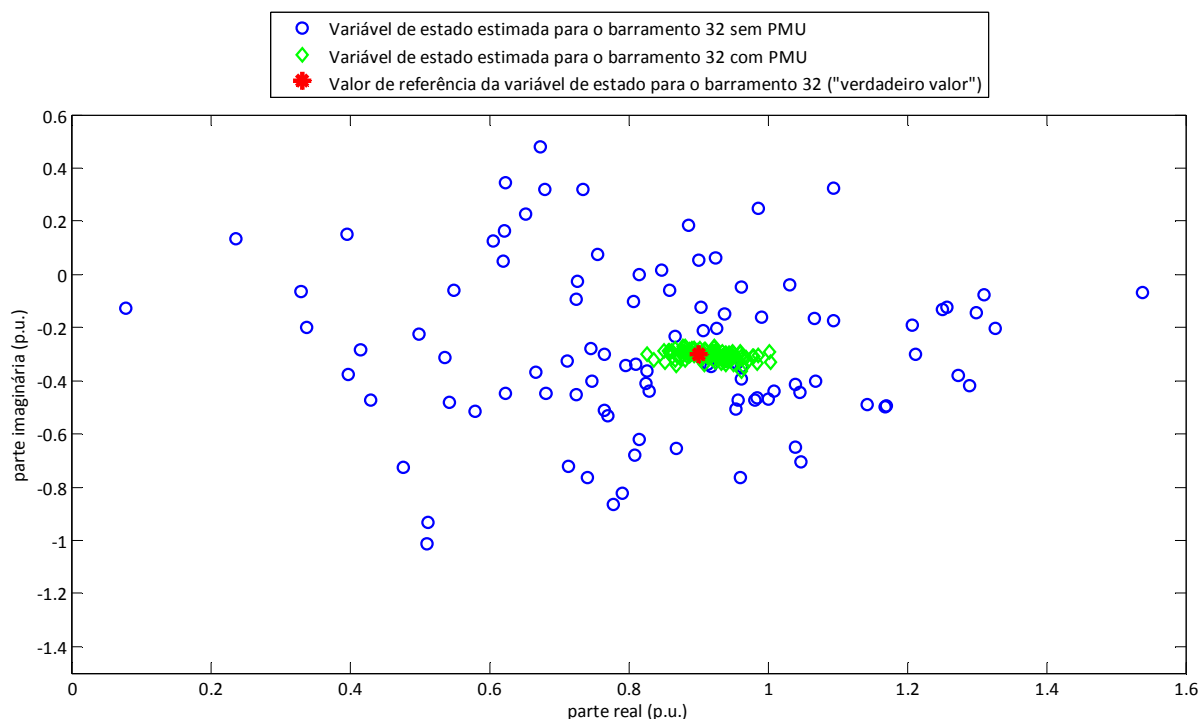
**Figura 6.19: Variável de estado estimada para o barramento 18 para as 150 simulações efetuadas**

Analisou-se o efeito, na estimação da variável de estado, da inclusão de *PMU* em cada um dos barramentos anteriormente referidos.

A Figura 6.19 representa o comportamento da variável de estado correspondente ao barramento 18.

O comportamento da variável de estado correspondente ao barramento 32 pode ser visualizado na Figura 6.20.

A Figura 6.21 apresenta o comportamento da variável de estado correspondente ao barramento 56.

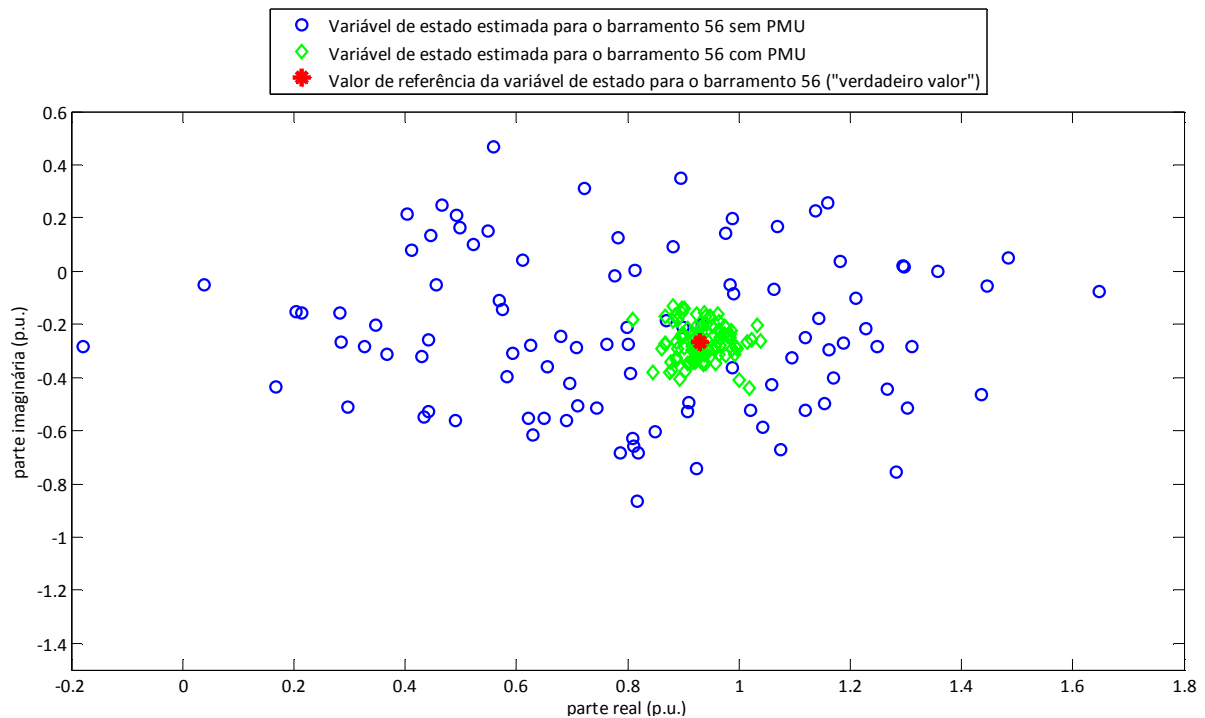


**Figura 6.20: Variável de estado estimada para o barramento 32 para as 150 simulações efetuadas**

Por observação dos gráficos das figuras referidas anteriormente verifica-se que os resultados na configuração sem *PMU* caracterizam os valores da variável de estado correspondente que se encontram mais distantes relativamente ao valor de referência (“verdadeiro valor”).

As configurações onde o barramento é monitorizado por uma *PMU* apresentam resultados mais próximos do fasor de referência, refletindo o efeito da inclusão da *PMU* no barramento.

É demonstrado o efeito na melhoria da precisão do valor da variável de estado no barramento quando este é monitorizado por uma *PMU*.



**Figura 6.21: Variável de estado estimada para o barramento 56 para as 150 simulações efetuadas**

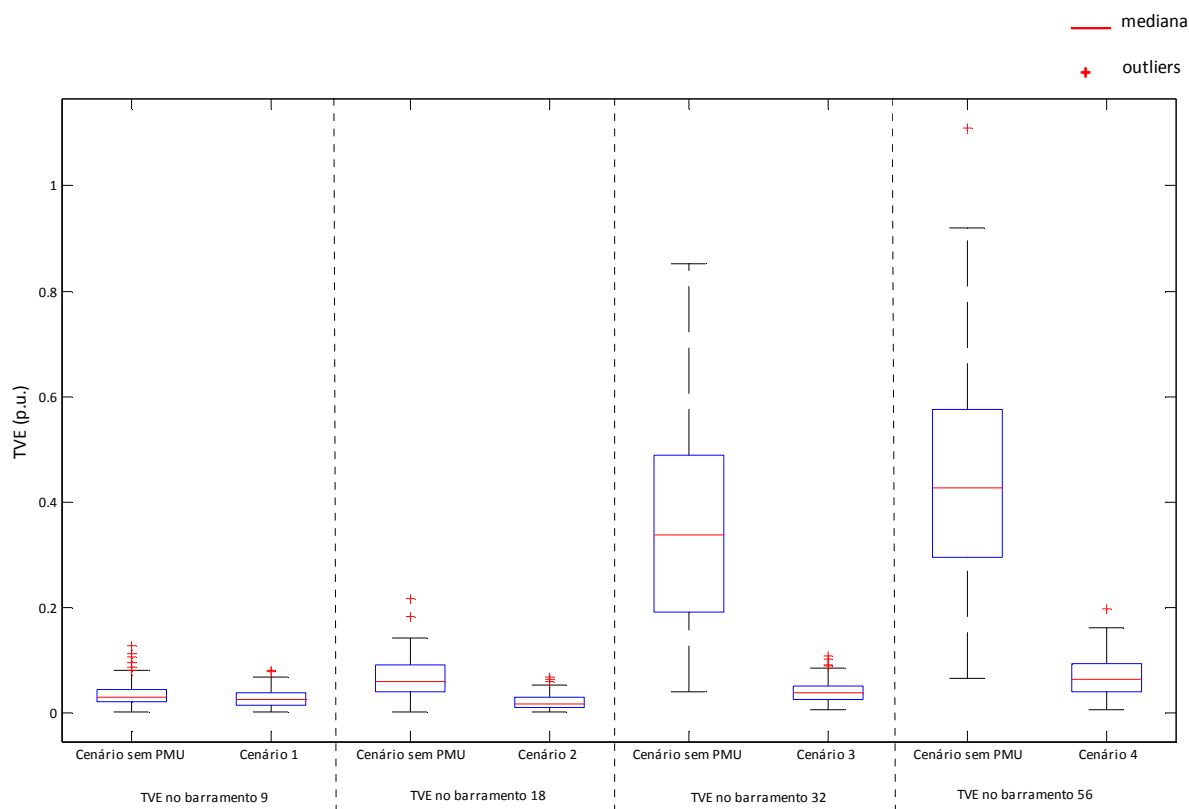
Os resultados relativos ao valor da função objetivo nas 150 simulações (valor médio) são explicitados Tabela 6-3.

**Tabela 6-3: Resultados da função objetivo.**

<i>Casos de estudo</i>	$J_x$
Cenário sem <i>PMUs</i>	67.02
Cenário 1	89.34
Cenário 2	72.83
Cenário 3	81.23
Cenário 4	98.16

Podemos constatar que o valor da função objetivo  $J_x$  é menor na simulação onde não são colocadas *PMUs* nos barramentos, confirmando que este índice não constitui uma medida de avaliação da precisão do estimador. Ao colocar *PMU* no barramento, o conjunto de medidas é aumentado e devido a este aumento de medidas há um aumento dos resíduos refletindo-se no mínimo da função objetivo encontrado. Sempre que são incorporadas medidas *PMU* no processo da estimação de estado há um aumento do número de medidas e por conseguinte um aumento do mínimo da função objetivo, sem que isso traduza um pior desempenho por parte do estimador. Pelos

testes efetuados verificou-se precisamente o contrário, a inclusão de medidas fasoriais contribuíram para um melhor desempenho do estimador apesar do aumento do valor da função objetivo.



**Figura 6.22: Comportamento do índice *TVE* nas variáveis estimadas para cada cenário**

A Figura 6.22 apresenta os resultados do índice *TVE* que mede a medida do erro entre o valor teórico da referência (“verdadeiro valor”) do fasor e o fasor estimado, para os cenários criados e sempre comparado com o cenário sem *PMU*.

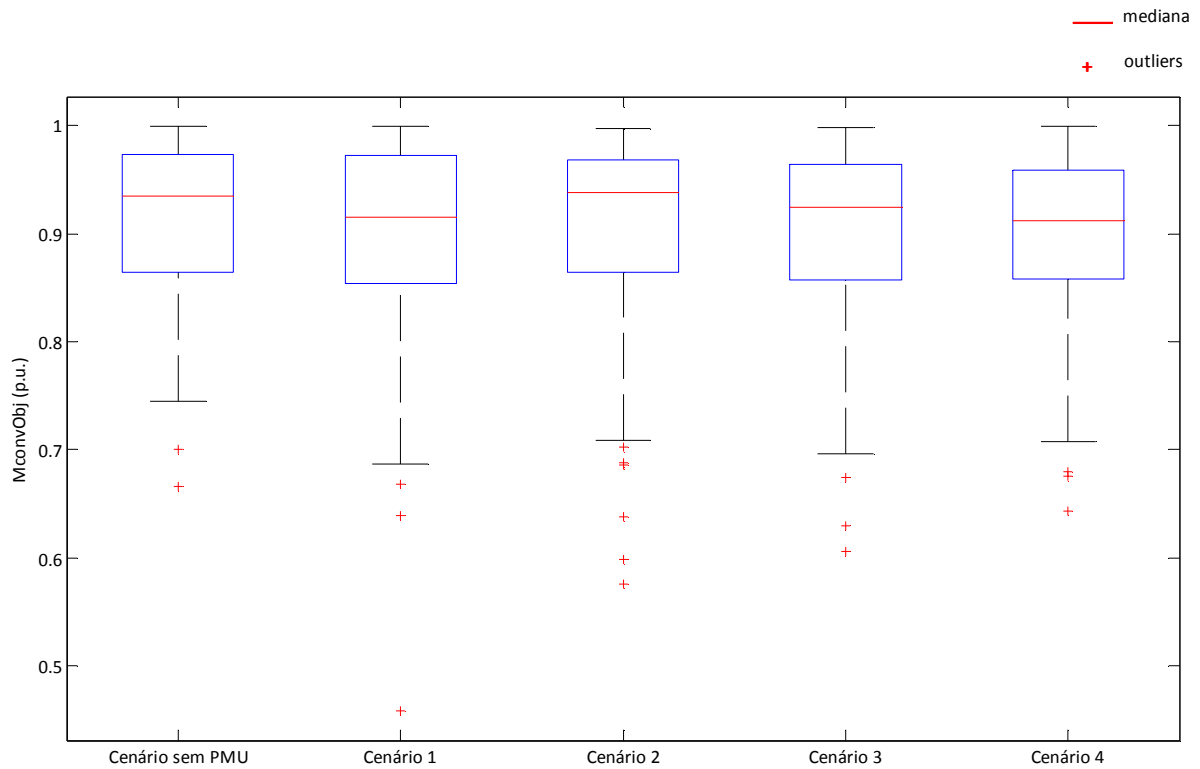
O comportamento do estimador, do ponto de vista de convergência, nos diversos cenários criados para o caso de estudo é analisado por intermédio dos resultados dos índices que avaliam a convergência da função objetivo (Figura 6.23), da estimação da amplitude da tensão (Figura 6.24) e da estimação do ângulo de fase da tensão nos barramentos (Figura 6.25).

É possível constatar que os vários cenários possuem comportamentos semelhantes do ponto de vista da convergência da função objetivo.

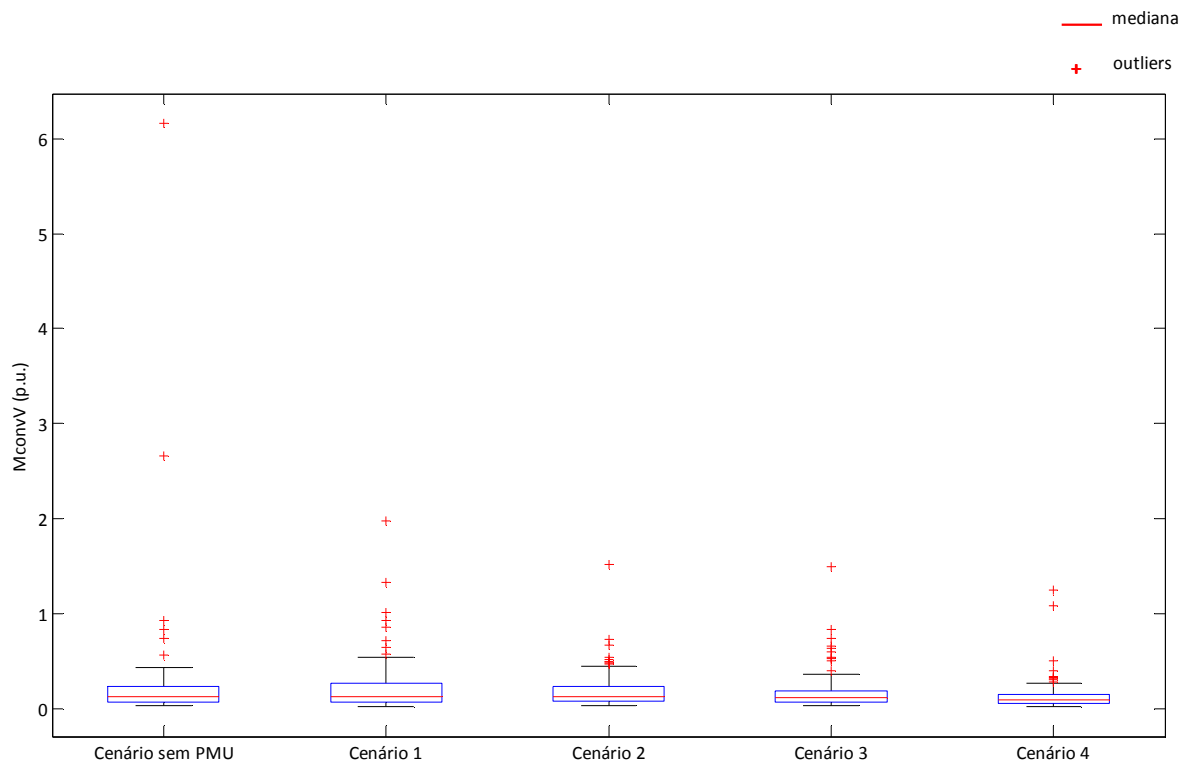
O cenário 4 é o que apresenta, quando comparado com os restantes cenários, menor variação relativa na amplitude e ângulo de fase da tensão nos resultados das 150 simulações,



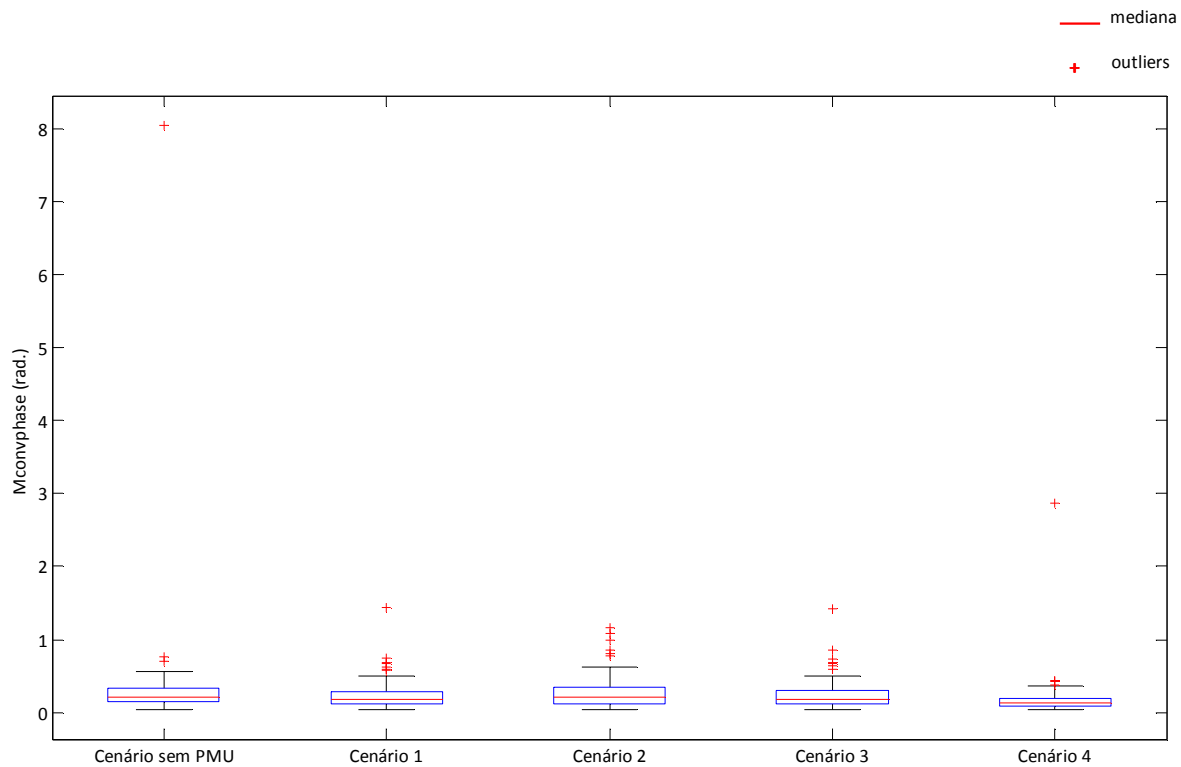
convergingo mais rapidamente para os valores finais.



**Figura 6.23: Variação relativa de  $J_x$  na última iteração, sistema de 57 barramentos**



**Figura 6.24: Maior variação relativa na amplitude da tensão, sistema de 57 barramentos**



**Figura 6.25: Maior variação relativa no ângulo de fase da tensão, sistema de 57 barramentos**

#### 6.6.4 Avaliação do impacto do aumento de medidas fasoriais na estimação de estado

Para o caso de estudo foi considerado o sistema de teste do *IEEE* de 14 barramentos com a configuração de medida representada na Figura 6.26.

Estas medidas *SCADA* que constituem a configuração de medidas inicial garantem a observabilidade do sistema.

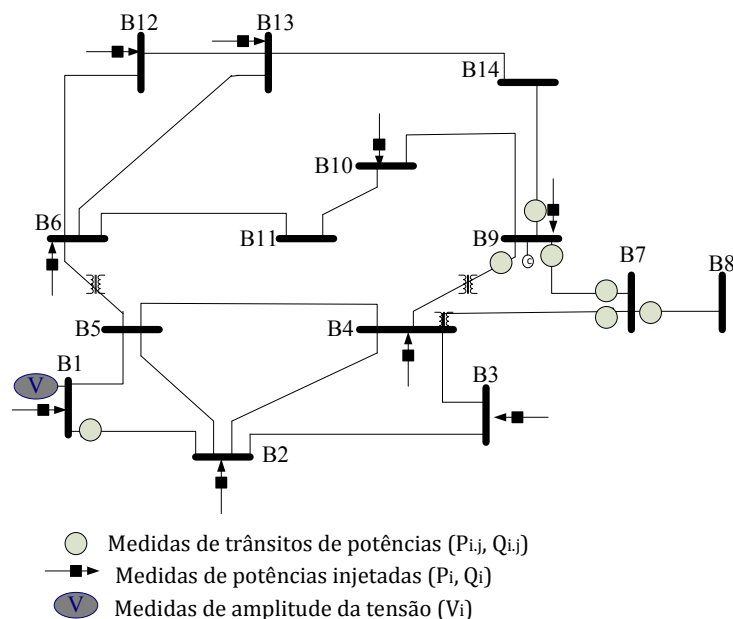
Foram simulados vários cenários correspondentes a diferentes percentagens de penetração de *PMUs* no sistema:

**Cenário 20:** 20% dos barramentos do sistema com *PMUs*.

**Cenário 40:** 40% dos barramentos do sistema com *PMUs*.

**Cenário 60:** 60% dos barramentos do sistema com *PMUs*.

**Cenário 80:** 80% dos barramentos do sistema com *PMUs*.



**Figura 6.26: Configuração de medida sistema de 14 barramentos**

Foram estudados todas as combinações possíveis de localização das *PMUs* para cada cenário. Assim,   possível analisar os resultados da estimação, tendo em conta que *PMUs* em determinados barramentos poder m influenciar mais significativamente os resultados da estimação de estado.

Em todos os testes foi mantida uma *PMU* no barramento 1 por este ser o barramento de referência no processo de estimação de estado convencional.

A Tabela 6-4 resume o número de combinações para cada cenário. Foram realizados, para cada uma destas combinações, 150 simulações do processo da estimação de estado. Em cada simulação um novo erro aleatório é adicionado às medidas, caracterizando novas medidas a serem usadas no processo da estimação de estado.

Na Tabela 6-5 encontra-se exemplificado, para o cenário 20, as combinações de *PMUs* que resultaram em testes efetuados.

**Tabela 6-4: Combinações relativas à localização das *PMUs* em cada cenário**

<i>Percentagem de PMUs</i>	<i>Cenário</i>	<i>Combinações</i>
20% (3 <i>PMUs</i> )	20	78
40% (6 <i>PMUs</i> )	40	1287
60% (8 <i>PMUs</i> )	60	1716
80% (11 <i>PMUs</i> )	80	286

**Tabela 6-5: Exemplo das combinações produzidas para o cenário 20**

Teste nº	Barr. c/PMU	Teste nº	Barr. c/PMU	Teste nº	Barr. c/PMU	Teste nº	Barr. c/PMU	Teste nº	Barr. c/PMU	Teste nº	Barr. c/PMU
1	1 2 3	14	1 3 5	27	1 4 8	40	1 5 12	53	1 7 10	66	1 9 12
2	1 2 4	15	1 3 6	28	1 4 9	41	1 5 13	54	1 7 11	67	1 9 13
3	1 2 5	16	1 3 7	29	1 4 10	42	1 5 14	55	1 7 12	68	1 9 14
4	1 2 6	17	1 3 8	30	1 4 11	43	1 6 7	56	1 7 13	69	1 10 11
5	1 2 7	18	1 3 9	31	1 4 12	44	1 6 8	57	1 7 14	70	1 10 12
6	1 2 8	19	1 3 10	32	1 4 13	45	1 6 9	58	1 8 9	71	1 10 13
7	1 2 9	20	1 3 11	33	1 4 14	46	1 6 10	59	1 8 10	72	1 10 14
8	1 2 10	21	1 3 12	34	1 5 6	47	1 6 11	60	1 8 11	73	1 11 12
9	1 2 11	22	1 3 13	35	1 5 7	48	1 6 12	61	1 8 12	74	1 11 13
10	1 2 12	23	1 3 14	36	1 5 8	49	1 6 13	62	1 8 13	75	1 11 14
11	1 2 13	24	1 4 5	37	1 5 9	50	1 6 14	63	1 8 14	76	1 12 13
12	1 2 14	25	1 4 6	38	1 5 10	51	1 7 8	64	1 9 10	77	1 12 14
13	1 3 4	26	1 4 7	39	1 5 11	52	1 7 9	65	1 9 11	78	1 13 14

Foram realizadas combinações de forma idêntica para os restantes cenários que caracterizam o caso de estudo.

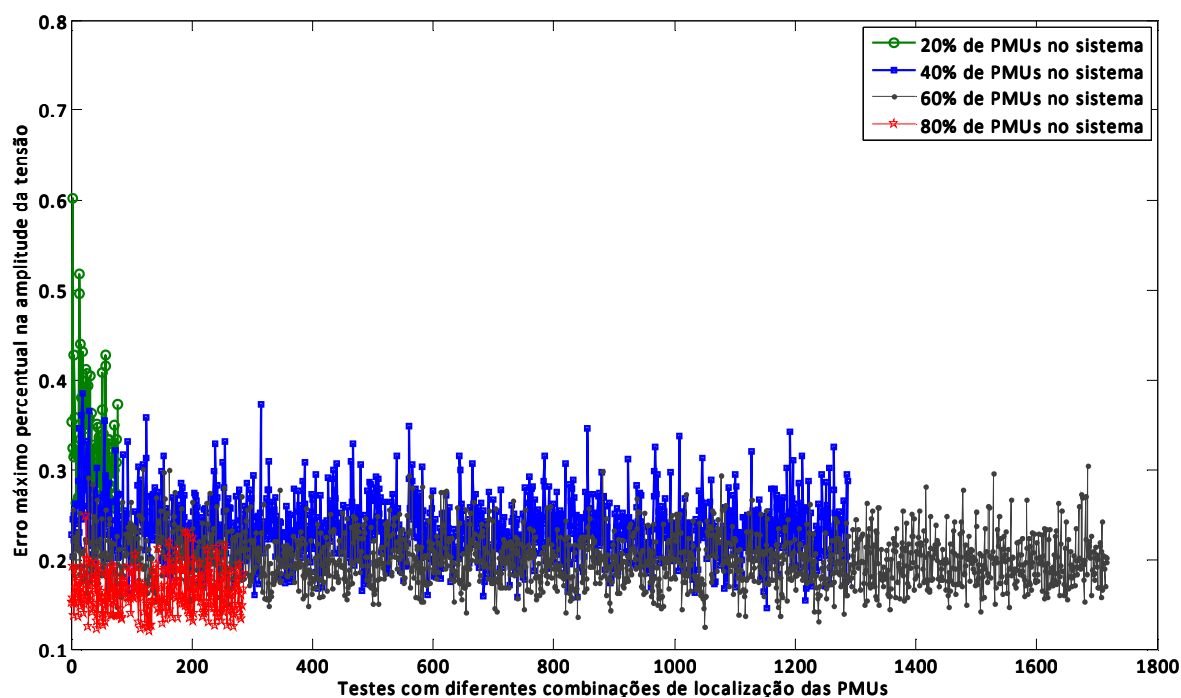
Uma perspectiva do efeito do aumento do número de *PMUs* no sistema é conseguida por observação dos gráficos da Figura 6.27 e da Figura 6.28. Nestas figuras se encontram representados os erros máximos na amplitude e ângulo de fase da tensão nos barramentos para os 4 cenários de penetração de *PMUs* no sistema simulados.

Pela análise das figuras demonstra-se que, com o aumento do número de *PMUs* no sistema, o erro máximo quer na amplitude (Figura 6.27) quer no ângulo de fase da tensão (Figura 6.28) diminui progressivamente.

O erro percentual na amplitude da tensão é calculado recorrendo ao índice  $MAPE$  definido em (6.5) e o erro no ângulo de fase da tensão é calculado recorrendo ao índice  $MAE_{\theta}$  definido em (6.6).

A representação da amplitude e do ângulo de fase da tensão em cada barramento do sistema e para cada cenário permite constatar o efeito, nas variáveis de estado estimadas, do aumento progressivo de *PMUs* disponíveis no sistema.

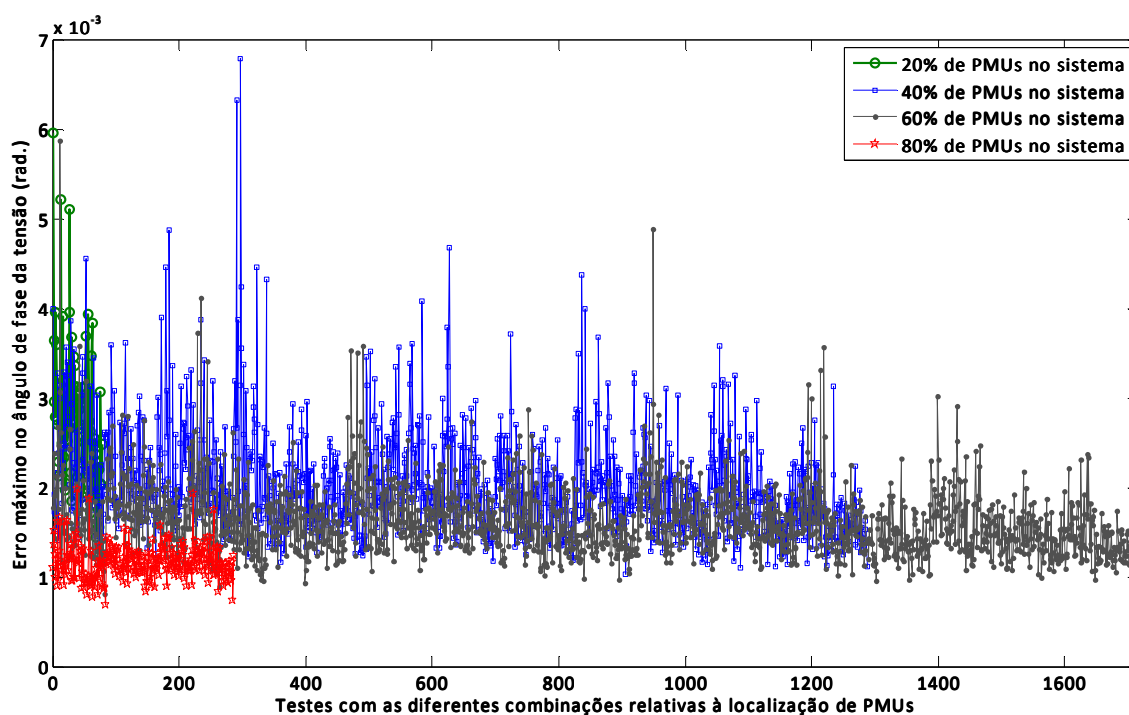
Na Figura 6.29, Figura 6.30, Figura 6.31 e Figura 6.32 encontram-se representadas as amplitudes das tensões nos barramentos estimadas para o cenário 20, cenário 40, cenário 60 e cenário 80, respetivamente.



**Figura 6.27: Erro máximo percentual na amplitude da tensão para os vários cenários**

Pela análise dos gráficos verifica-se que os resultados das simulações efetuadas, para cada combinação de *PMU*, referentes à amplitude da tensão nos barramentos vão se aproximando (com o aumento do número de barramentos com *PMUs*) do valor de referência (“verdadeiro” valor).

Uma análise semelhante pode ser feita relativamente aos resultados das simulações referentes ao ângulo de fase da tensão nos barramentos.



**Figura 6.28: Erro máximo no ângulo de fase da tensão para os vários cenários**

Na Figura 6.33, Figura 6.34, Figura 6.35 e Figura 6.36 encontram-se representadas os ângulos de fase das tensões nos barramentos estimadas para o cenário 20, cenário 40, cenário 60 e cenário 80, respectivamente.

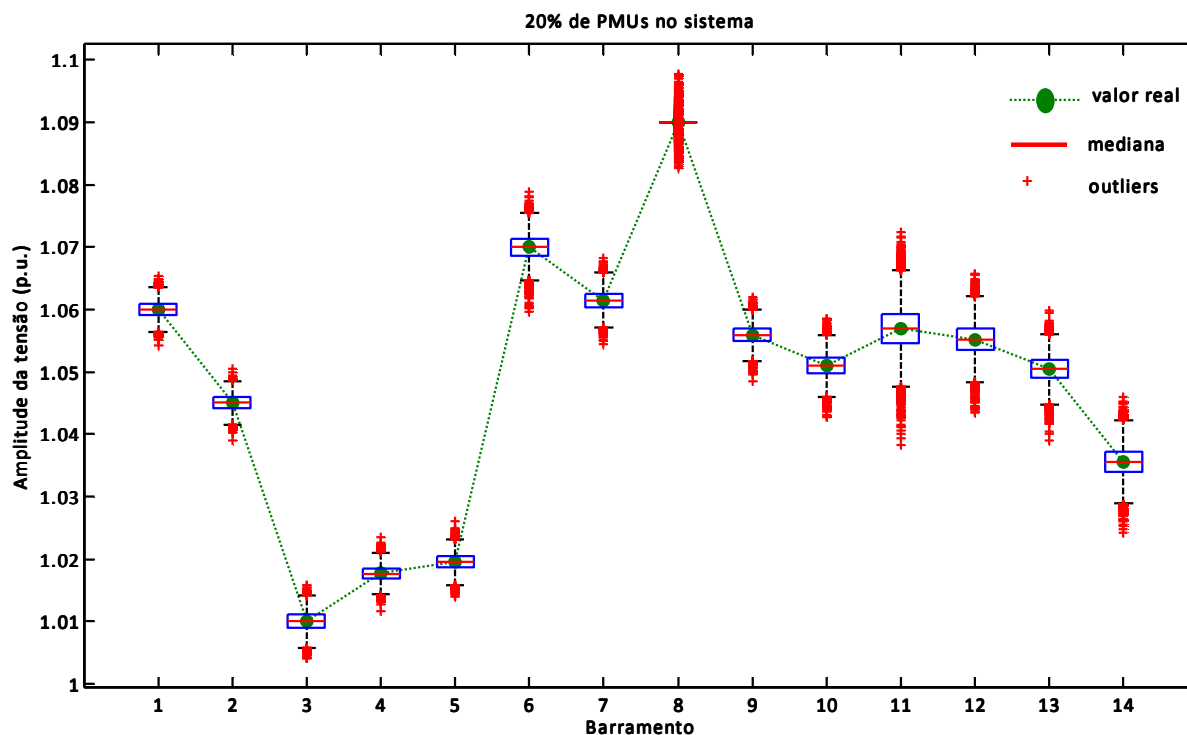


Figura 6.29: Amplitude da tensão nos barramentos, com 20% de *PMUs* no sistema.

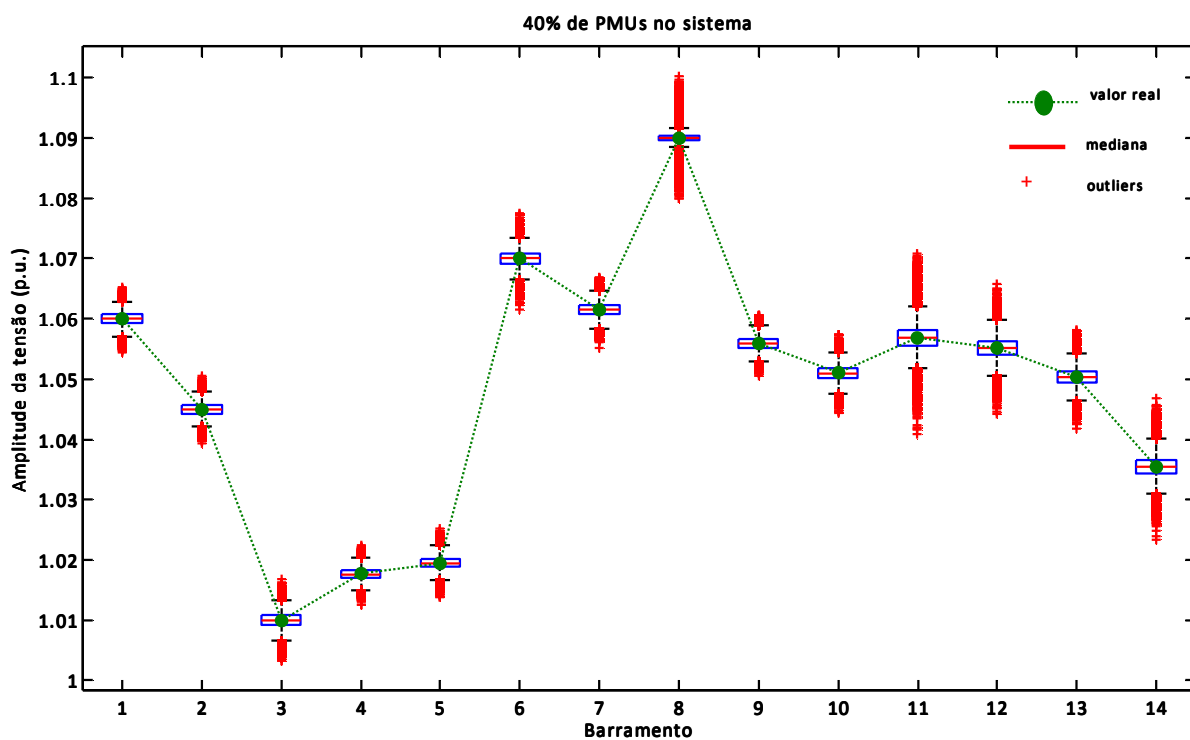
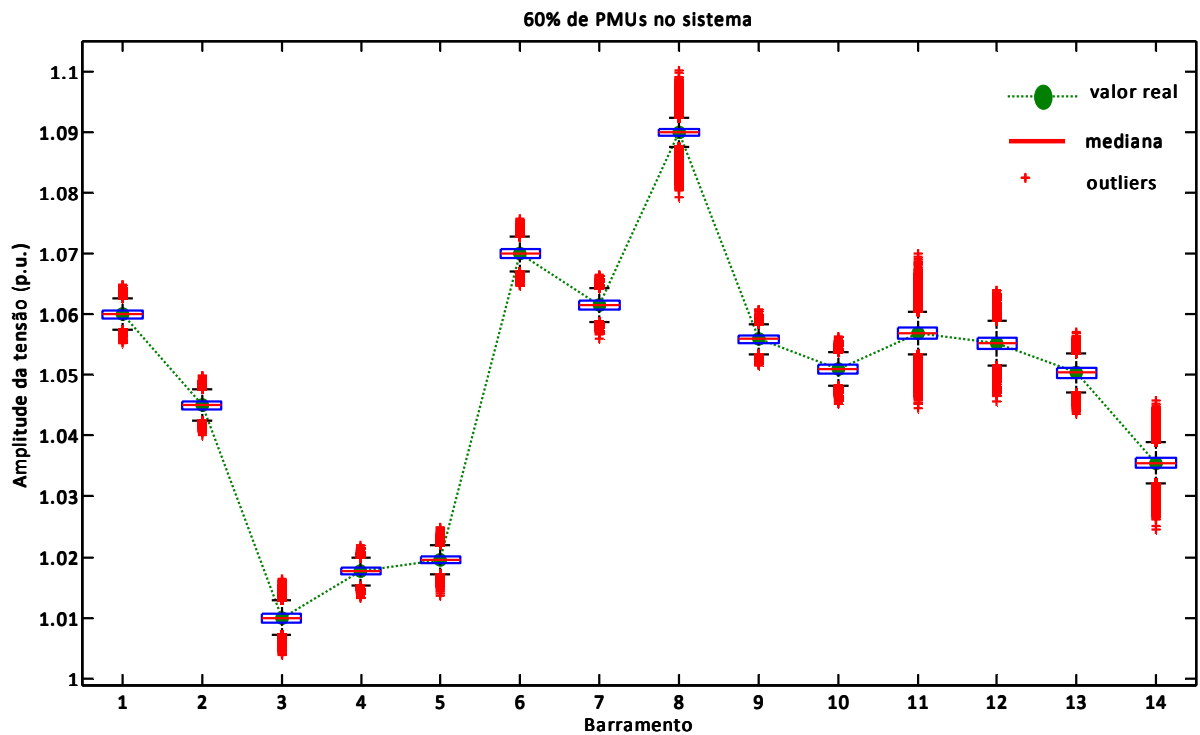
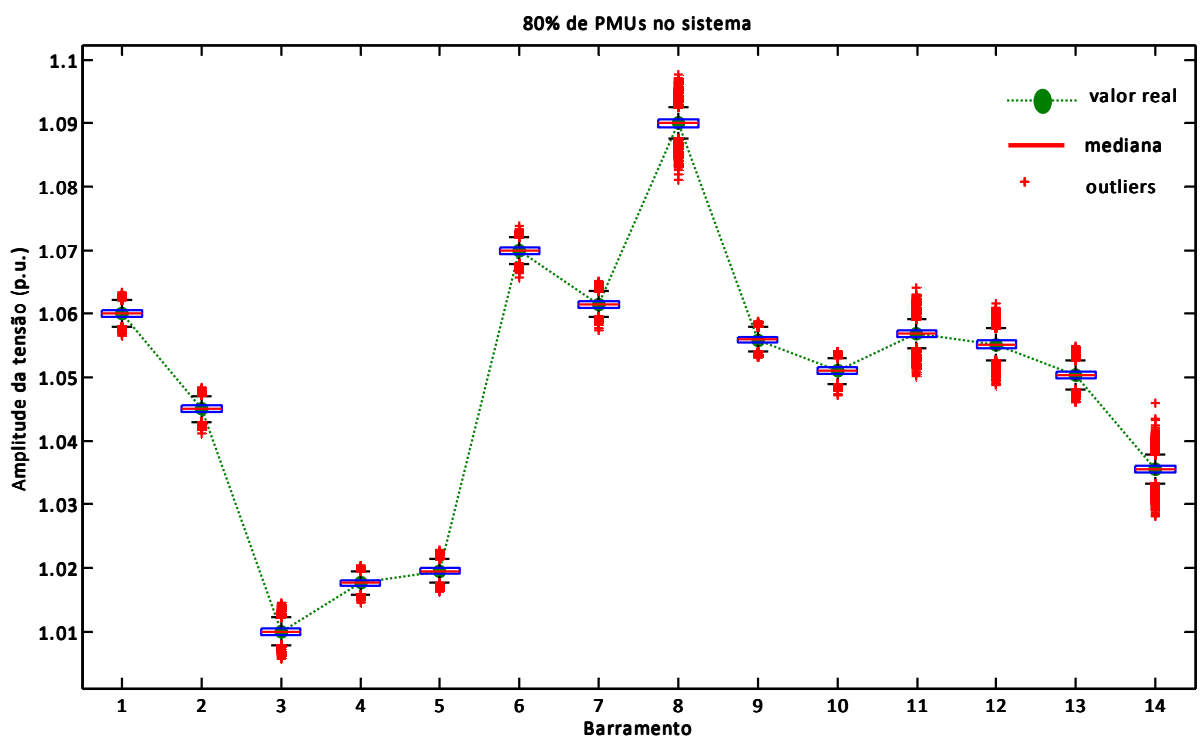
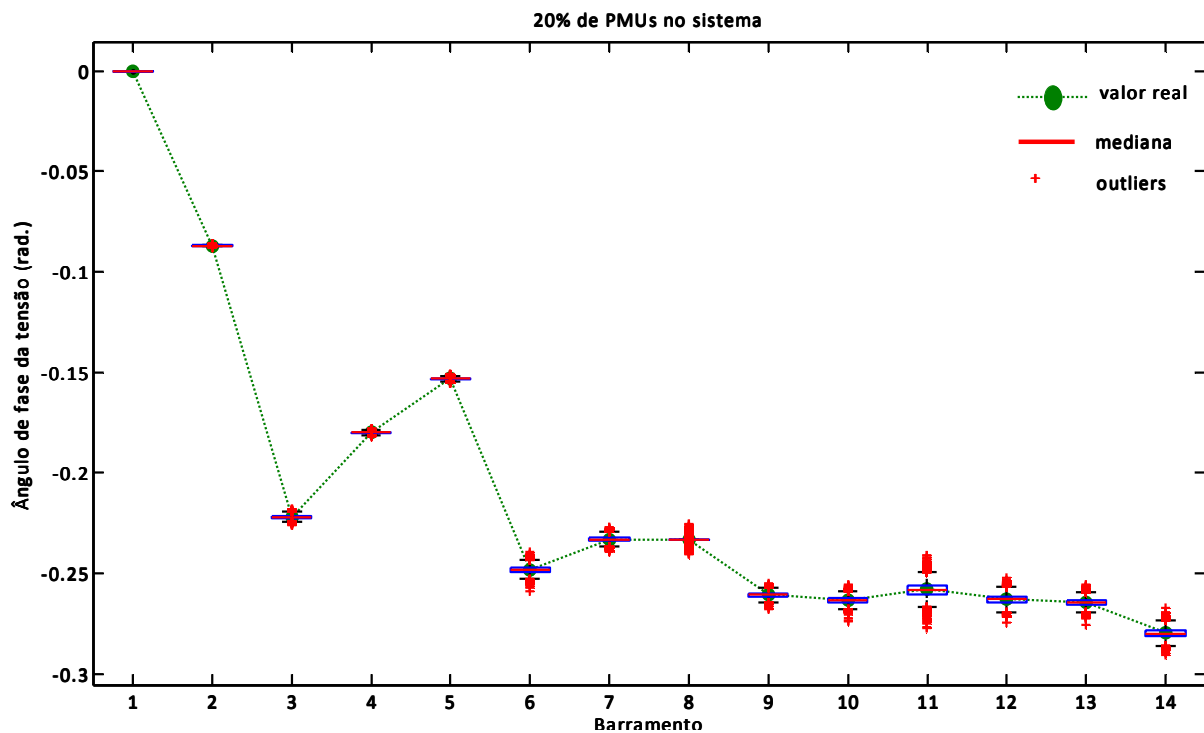
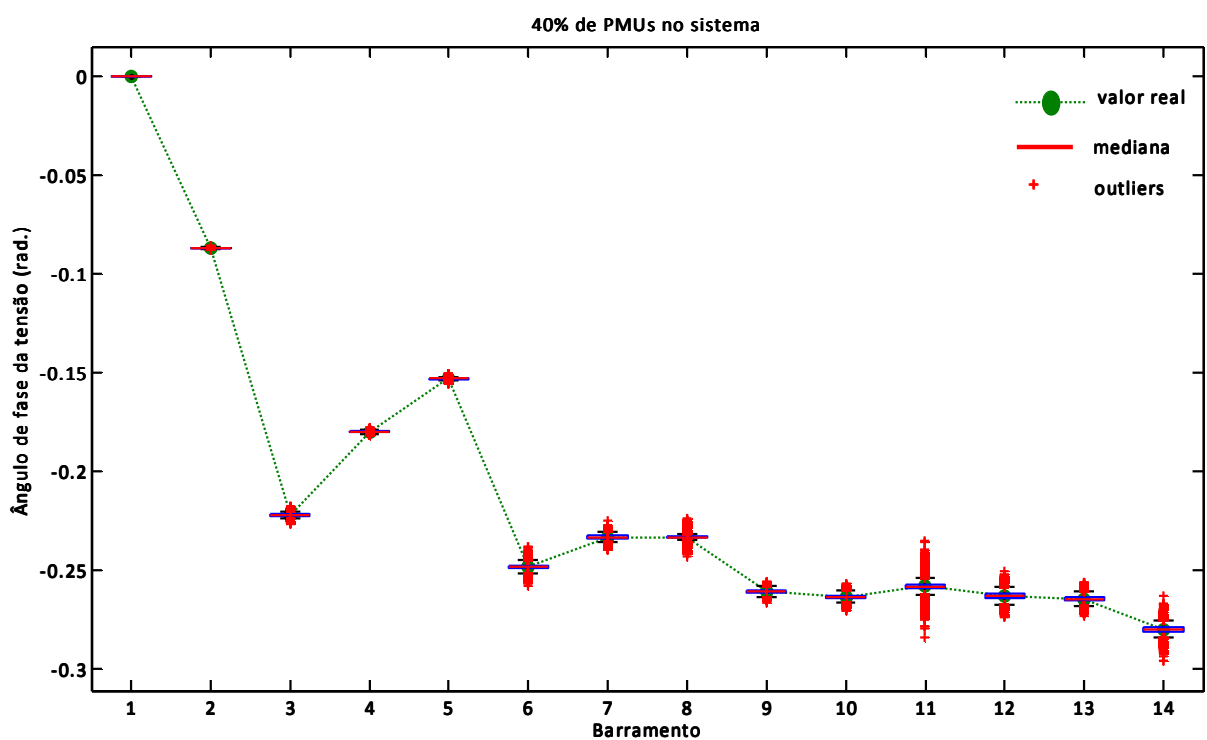
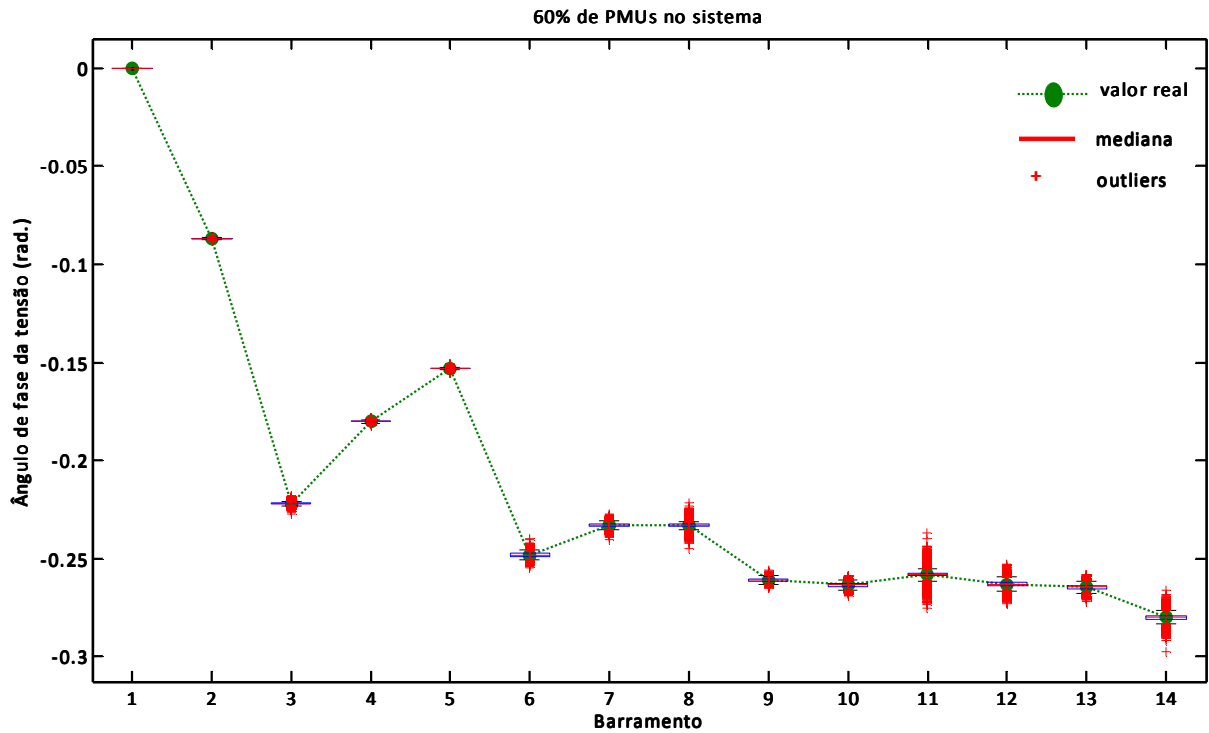
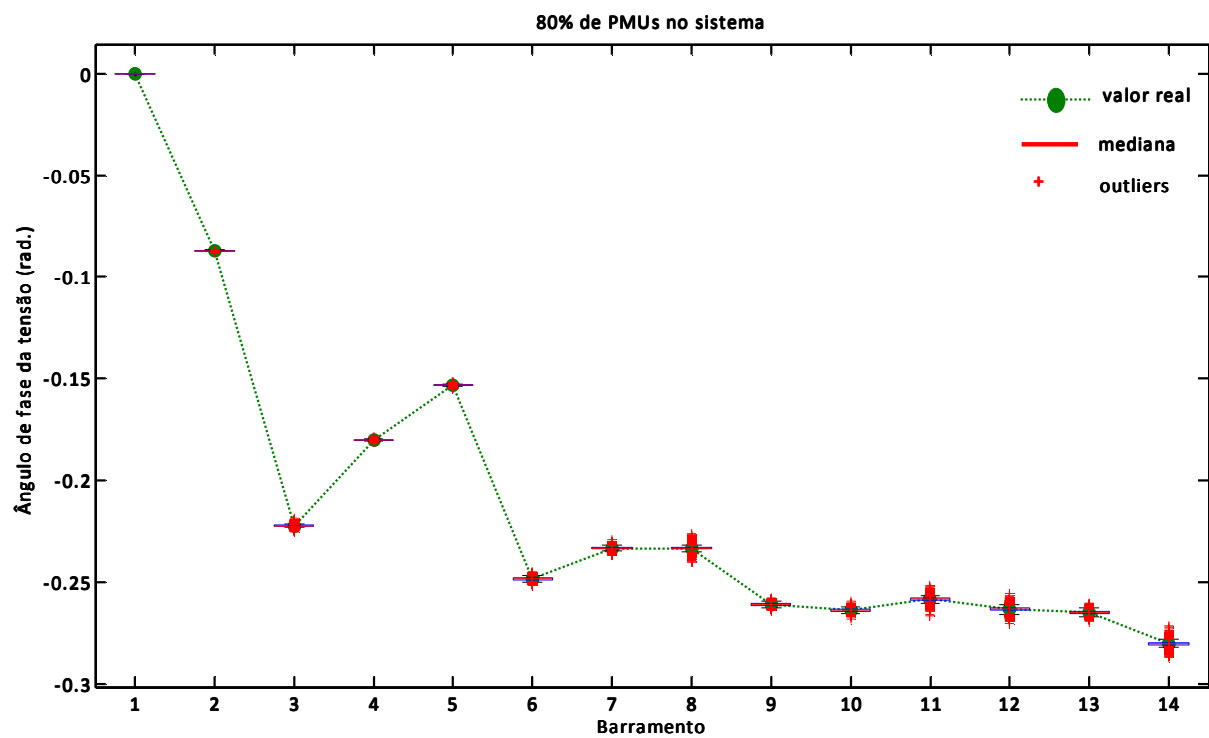


Figura 6.30: Amplitude da tensão nos barramentos, com 40% de *PMUs* no sistema

Figura 6.31: Amplitude da tensão nos barramentos, com 60% de *PMUs* no sistemaFigura 6.32: Amplitude da tensão nos barramentos, com 80% de *PMUs* no sistema

Figura 6.33: Ângulo de fase da tensão nos barramentos, com 20% de *PMUs* no sistemaFigura 6.34: Ângulo de fase da tensão nos barramentos, com 40% de *PMUs* no sistema



Figura 6.35: Ângulo de fase da tensão nos barramentos, com 60% de *PMUs* no sistemaFigura 6.36: Ângulo de fase da tensão nos barramentos, com 80% de *PMUs* no sistema.

Foi analisado o erro *RMS* da estimação de estado com o aumento sucessivo do número de *PMUs* no sistema.

A Figura 6.37 representa o erro *RMS* na amplitude da tensão nos barramentos e a Figura 6.38 representa o erro *RMS* no ângulo de fase da tensão nos barramentos.

A observação dos gráficos corrobora as conclusões retiradas da análise dos gráficos apresentados anteriormente demonstrando mais uma vez a influência significativa no decréscimo do erro de estimação obtido pelo aumento do número de *PMUs* disponíveis no sistema.

De notar que o erro *RMS* é afetado mais significativamente pelos erros de valor mais elevado, o que não acontece com o erro médio, em que o efeito dos erros de valor mais elevado é atenuado pelos erros de valor mais baixo, por ser um erro médio.

Na Figura 6.39 é possível constatar a evolução do erro percentual médio das variáveis de estado estimadas, com o aumento de *PMUs* instaladas, simultaneamente a evolução no erro percentual médio na amplitude e no ângulo de fase da tensão no sistema *IEEE* de 14 barramentos.

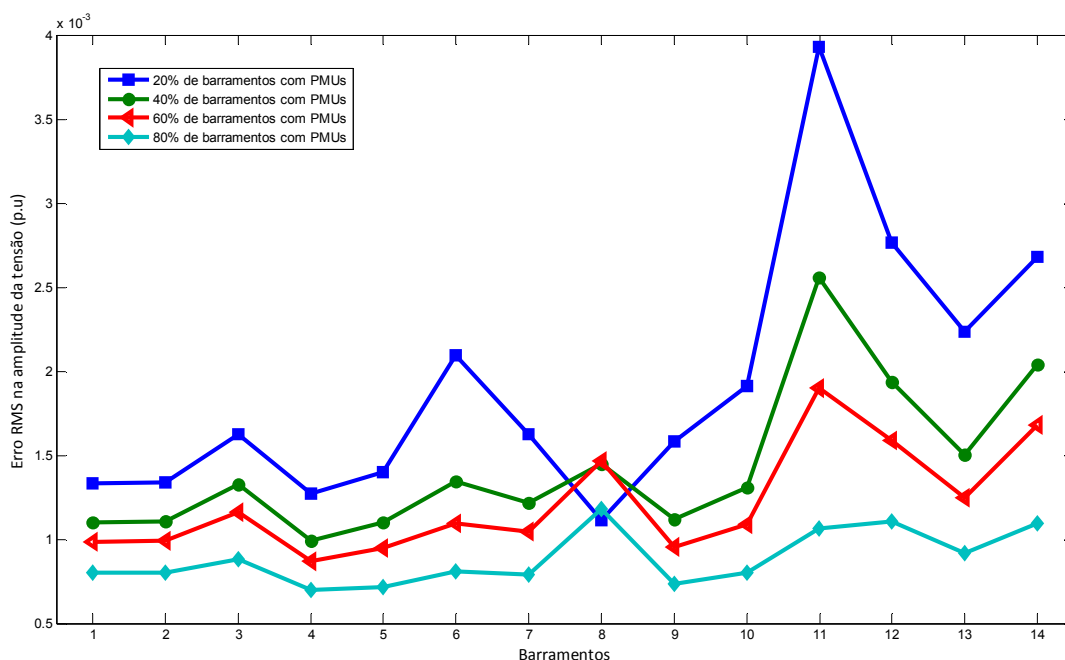


Figura 6.37: Erro *RMS* na amplitude da tensão com o aumento de *PMUs*, sistema de 14 barramentos

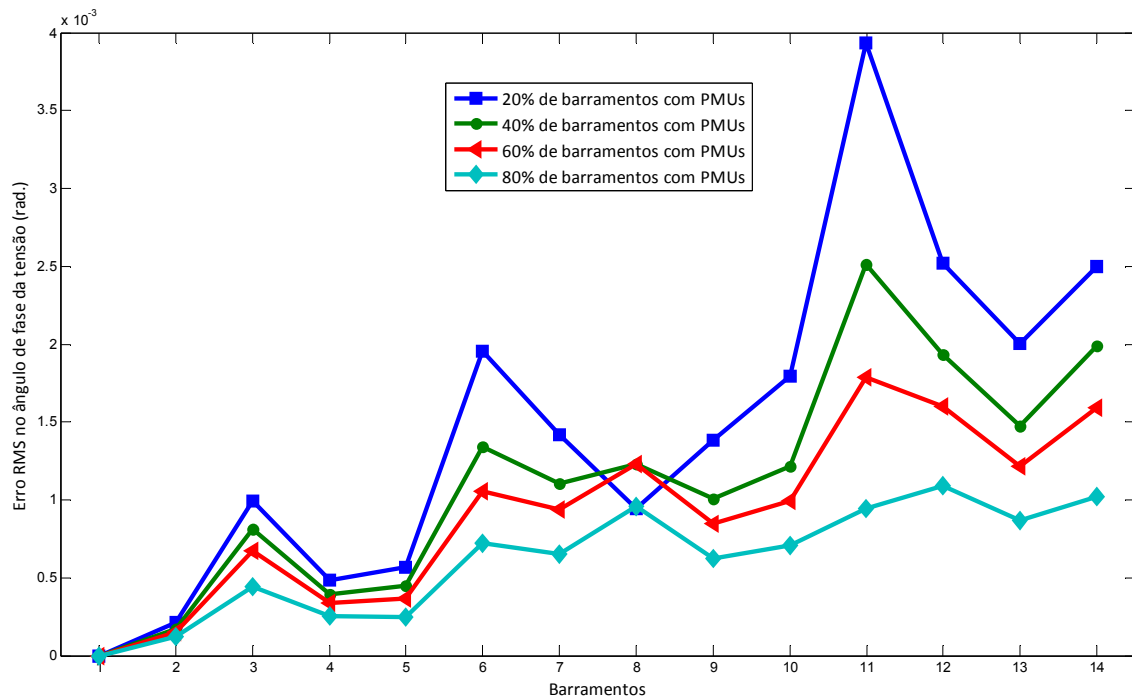


Figura 6.38: Erro *RMS* na fase da tensão com o aumento de *PMUs*, sistema de 14 barramentos

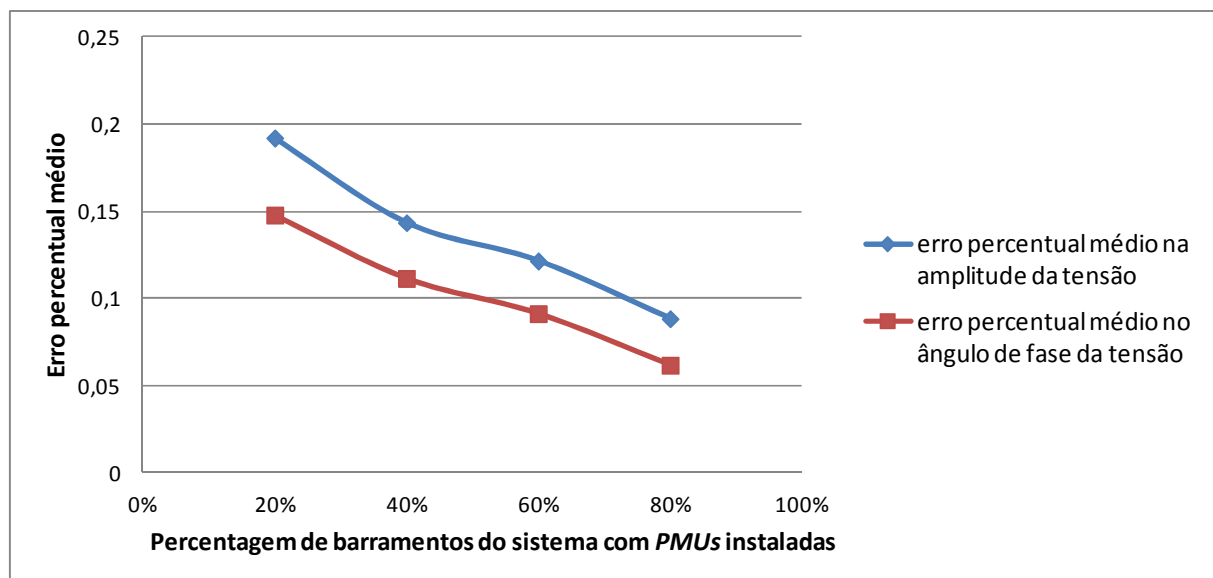


Figura 6.39: Erro nas variáveis estimadas com aumento de *PMUs* no sistema de 14 barramentos

Quando o sistema é completamente observável o erro de estimação decresce em, aproximadamente, 2/3 com medidas fasoriais em 80% de barramentos com *PMUs*.

## 6.7 Análise Comparativa dos métodos $EE_{SCADA+PMU}$ e $EE_{clássico}+EE_{linearPMU}$

Os testes computacionais realizados com vista a analisar o comportamento do estimador de estado com módulo de pós-processamento por um estimador de estado linear (método  $EE_{clássico}+EE_{linearPMU}$ ) foram efetuados nos sistemas de teste *IEEE* de 14, 30, 57 e 118 barramentos.

Para testar esta metodologia o procedimento seguido para cada configuração de medidas de cada sistema foi, numa primeira etapa, a realização de uma estimação de estado não linear *WLS* convencional e numa segunda etapa utilizar medidas fasoriais provenientes das *PMUs* instaladas em barramentos do sistema num estimador linear que pós-processa os resultados da estimação de estado *WLS* convencional conforme descrito no Capítulo 5.

Todas as configurações de medida iniciais em todas as simulações efetuadas caracterizaram-se por um conjunto de medidas convencionais *SCADA*, suficientes para garantir plena observabilidade do sistema com um nível de redundância suficiente.

Foram criados 3 cenários para efeito da análise do desempenho da estimação de estado pelo método  $EE_{clássico}+EE_{linearPMU}$ . Os cenários foram criados de forma a avaliar os resultados da estimação de estado obtidos pela referida metodologia, comparativamente com os resultados da estimação de estado *WLS* convencional e com os resultados da estimação de estado que incorpora medidas fasoriais diretamente no estimador de estado (Método  $EE_{SCADA+PMU}$ ), cujo comportamento já foi amplamente demonstrado pelos diversos resultados apresentados e discutidos anteriormente. Os cenários criados foram:

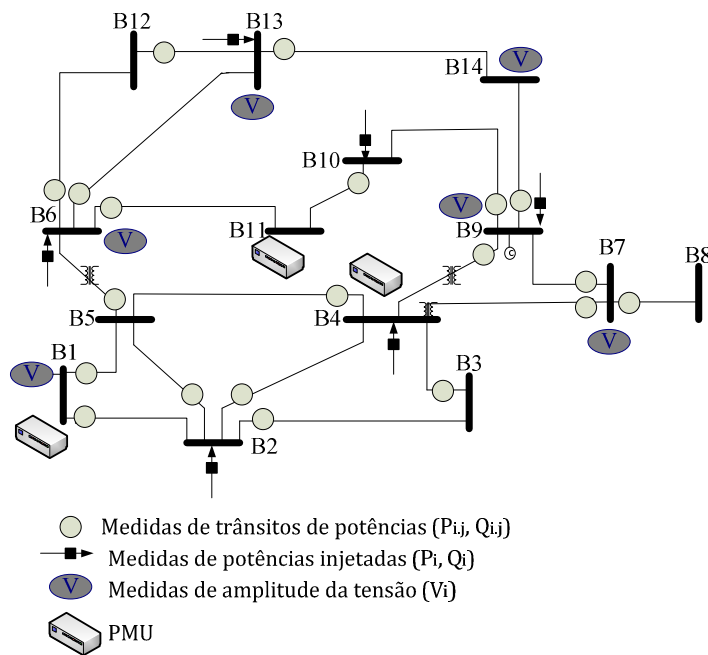
- Cenário A: Estimação de estado convencional sem medidas fasoriais (Método  $EE_{clássico}$ ).  
Os resultados que caracterizam o cenário A resultam da aplicação de uma estimação de estado convencional clássica ao sistema de teste com a configuração respetiva.
- Cenário B: Estimação de estado com medidas convencionais e medidas fasoriais (Método  $EE_{SCADA+PMU}$ ).  
Os resultados que caracterizam o cenário B resultam da aplicação da metodologia descrita no Capítulo 5 onde o estimador de estado usa medidas *SCADA* convencionais e medidas provenientes das *PMUs* de forma conjunta.
- Cenário C: Estimação de estado convencional apenas com medidas *SCADA* e módulo de pós-processamento por estimador linear. (Método  $EE_{clássico}+EE_{linearPMU}$ ).

Os resultados que provêm da situação referida como cenário C resultam do pós-processamento por um estimador linear, da solução da estimação de estado convencional clássica. Este módulo de pós-processamento usa as medidas fasoriais provenientes das *PMUs* e os resultados da estimação de estado convencional realizada apenas com medidas *SCADA* na obtenção da estimação de estado do sistema.

#### 6.7.1 Sistema de teste de 14 barramentos

A configuração de medidas convencionais *SCADA* inicial e a localização das *PMUs* utilizadas encontra-se representada na Figura 6.40.

Na configuração inicial de medidas encontravam-se disponíveis seis medidas de tensões nos barramentos, seis potências ativas e reativas injetadas nos barramentos e as potências ativas e reativas relativas a todos os trânsitos nas linhas. A distribuição destas medidas no sistema pode ser visualizada na Figura 6.40.



**Figura 6.40: Configuração de medida para o sistema de 14 barramentos**

A Figura 6.41 apresenta o erro absoluto da amplitude da tensão para os 14 barramentos, comparando o obtido para os três cenários correspondentes às diferentes abordagens de estimação de estado estudadas. A Figura 6.42 apresenta, de forma idêntica, o erro absoluto para o ângulo de fase da tensão nos barramentos do sistema.

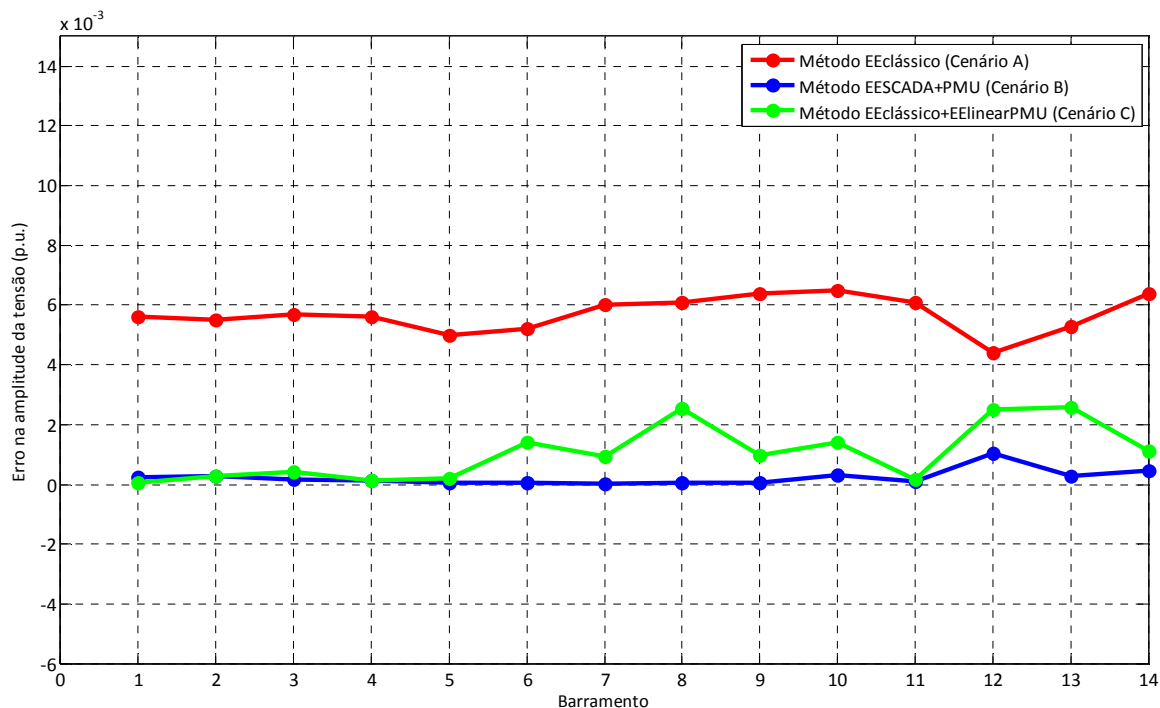


Figura 6.41: Erro na amplitude da tensão estimada, sistema de 14 barramentos

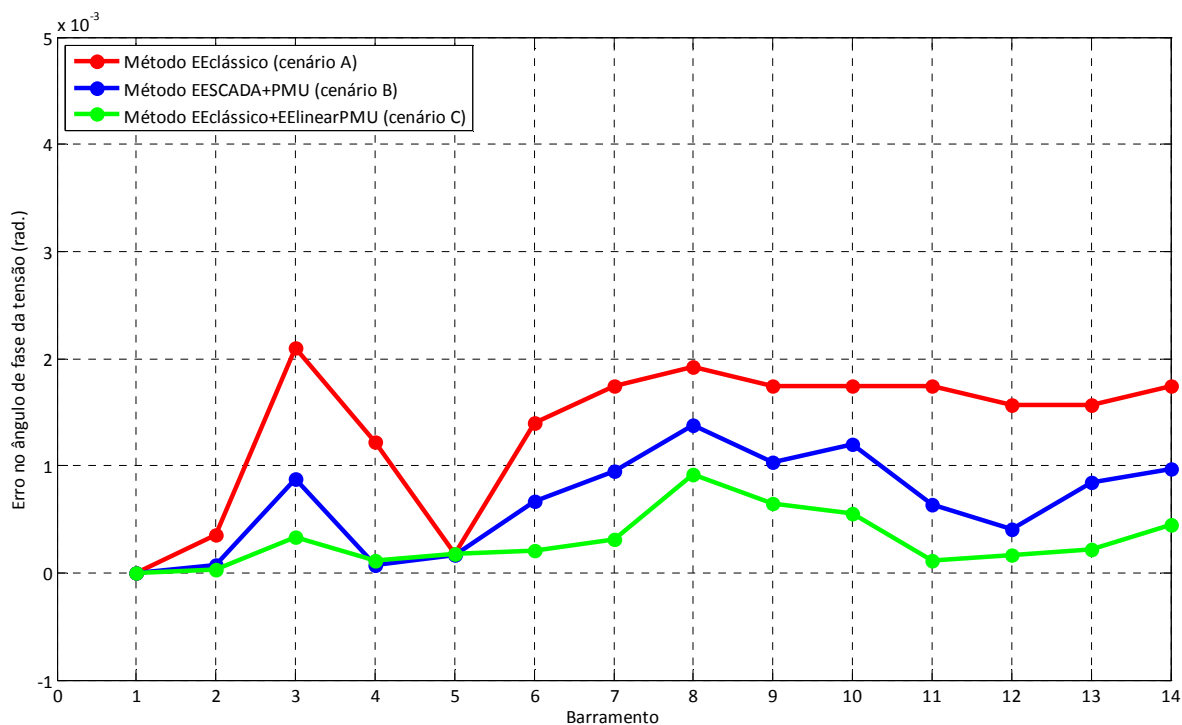


Figura 6.42: Erro absoluto no ângulo de fase da estimada, sistema de 14 barramentos

Por observação dos erros na amplitude e no ângulo de fase das tensões nos barramentos é possível constatar que a diminuição da dimensão do erro é muito significativa quando se incluem medidas fasoriais no processo da estimação de estado.

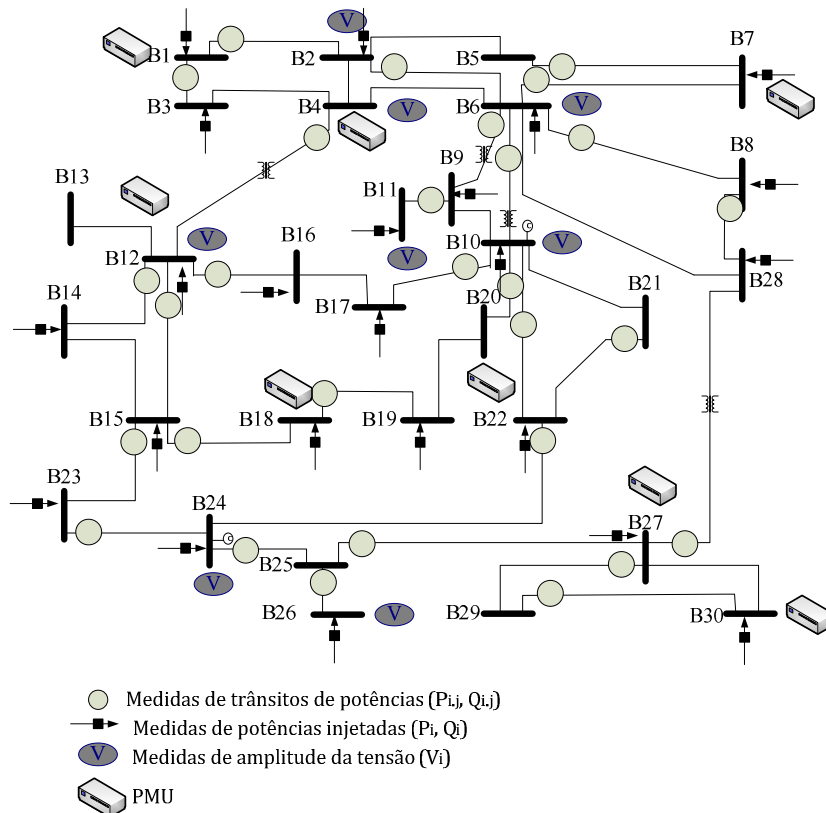
Comparando os resultados obtidos pelas duas metodologias que incorporam medidas fasoriais no processo de estimação de estado o erro na amplitude da tensão nos barramentos é significativamente baixo para ambas as metodologias.

No que se refere ao erro no ângulo de fase da tensão estimada constata-se um melhor desempenho por parte do estimador  $EE_{\text{clássico}} + EE_{\text{linearPMU}}$  que usa as medidas fasoriais num estimador linear numa etapa de pós-processamento dos resultados da estimação de estado não-linear convencional.

Relativamente à convergência, o método de pós-processamento linear não sendo um método iterativo, a obtenção da solução da estimação de estado é imediata. No entanto, uma vez que processa resultados de um estimador de estado não linear, o tempo de processamento de uma solução fica dependente do desempenho do estimador não linear convencional. A caracterização das pseudomedidas de corrente e o processamento da matriz  $H_{\text{comb}}$  não exige grande esforço computacional. No caso da incorporação de medidas fasoriais no conjunto de medidas a processar pelo estimador de estado e sendo este um processo iterativo que requer a constante caracterização da matriz jacobiana de medida que vem aumentada pelas componentes relativas às derivadas parciais das medidas fasoriais acrescentadas ao conjunto de medida relativamente à matriz jacobiana da estimação de estado convencional, o esforço computacional é muito mais significativo.

### 6.7.2 Sistema de teste de 30 barramentos

As simulações no sistema de testes *IEEE* de 30 barramentos foram efetuadas considerando uma configuração de medida inicial com medidas de tensão em nove barramentos, injeções de potência ativa e reativa em vinte e três barramentos, trânsitos de potência ativa e reativa em vinte e nove linhas, de acordo com a Figura 6.43.



**Figura 6.43: Configuração de medida no sistema IEEE de 30 barramentos**

Foram colocadas *PMUs* em oito barramentos do sistema. Os resultados da estimação de estado pelos métodos propostos, encontram-se representados sob a forma da quantificação do erro de estimação relativamente à amplitude na Figura 6.44 e relativamente ao ângulo de fase da tensão na Figura 6.45.

Podemos constatar, novamente, a influência do uso de medidas provenientes de *PMUs* na melhoria da qualidade da grandeza estimada por comparação dos resultados obtidos relativamente aos erros resultantes de estimação de estado com e sem *PMUs*. O método  $EE_{SCADA+PMU}$  origina menores erros na estimação da amplitude da tensão na generalidade dos barramentos. O método de pós-processamento estimador linear origina menor erro nos valores estimados para o ângulo de fase da tensão estimada na maioria dos barramentos.

Na Figura 6.46 é possível observar o resultado da variável de estado em cada uma das iterações e compará-lo com o verdadeiro valor da variável de estado, num barramento monitorizado por uma *PMU*.



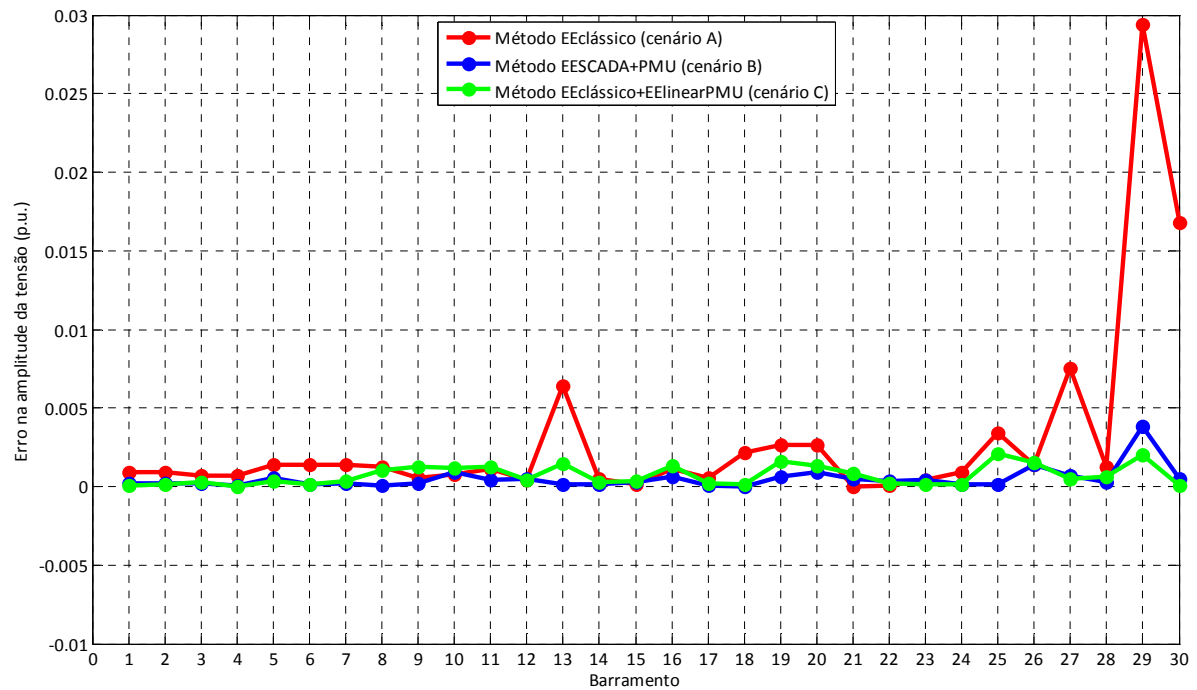


Figura 6.44: Erro na amplitude da tensão estimada, sistema de 30 barramentos

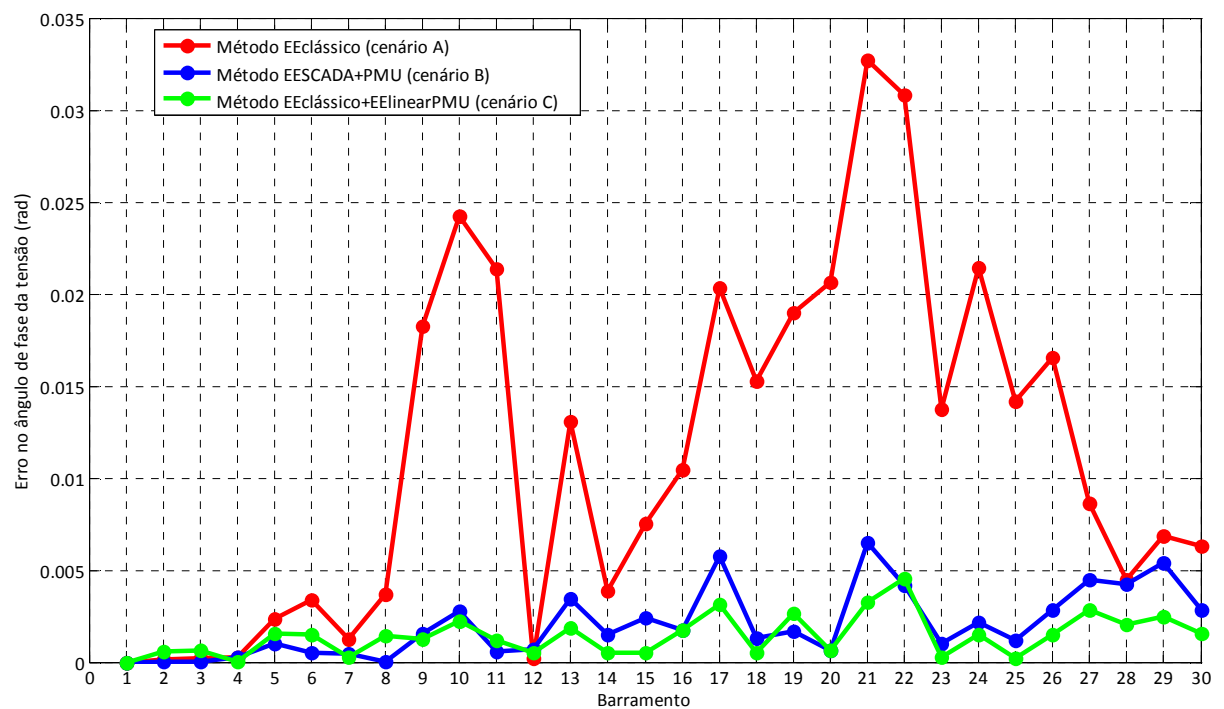
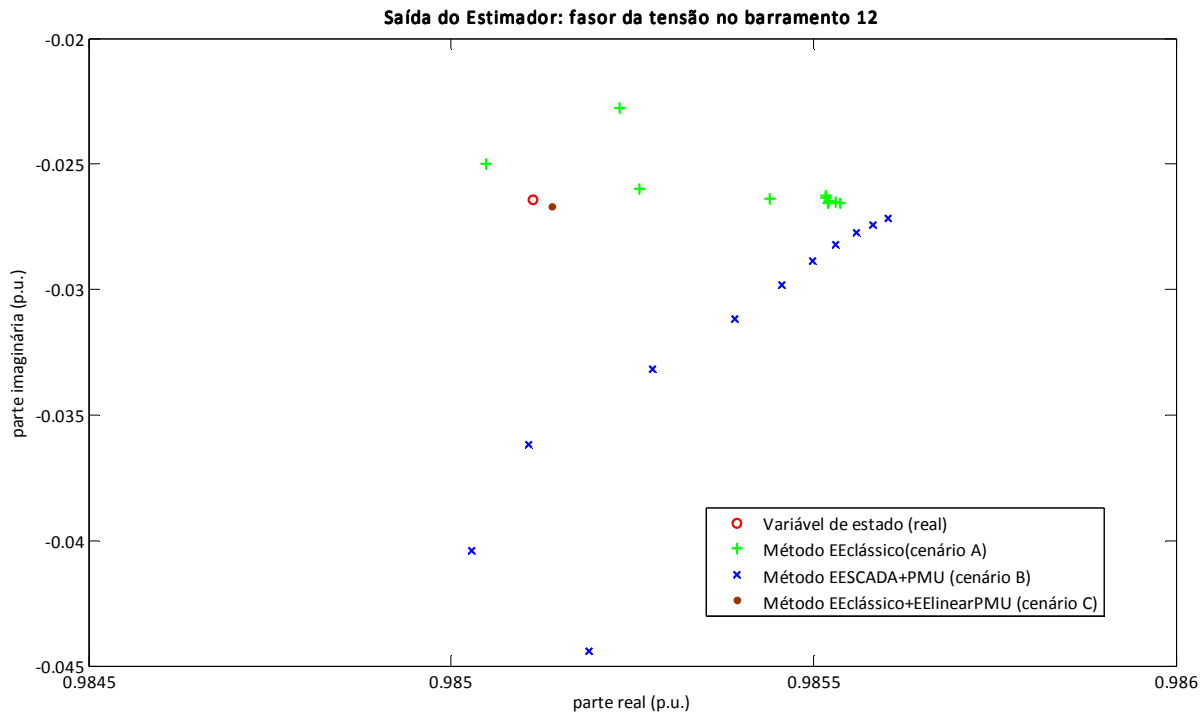


Figura 6.45: Erro no ângulo de fase da tensão estimada, sistema de 30 barramentos



**Figura 6.46: Variável de estado estimada no barramento 12 versus o seu “verdadeiro” valor**

Pode observar-se que, em geral, ambas as metodologias de estimação de estado propostas sobre como incorporar as medidas provenientes de *PMUs* na estimação de estado melhoram a precisão das variáveis estimadas.

O método de  $EE_{clássico} + EE_{linearPMU}$  infere de forma mais significativa na precisão do ângulo de fase da tensão estimado. Nas simulações efetuadas por este método verificou-se maior erro na amplitude da tensão gerada quando comparando os resultados das amplitudes das tensões estimadas pelo método  $EE_{SCADA+PMU}$ .

O verdadeiro valor do estado do sistema é conhecido a partir de um trânsito de potências. Pelas representações no plano complexo de variáveis de estado em barramentos monitorizados por *PMUs*, constata-se que os estimadores de estado que usem medidas provenientes de *PMUs* são capazes de eficazmente filtrar medidas afetadas de erros aleatórios que seguem uma distribuição normal, estimando o estado do sistema com elevado grau de precisão.

### 6.7.3 Efeito do aumento de *PMUs* na estimação de estado: rede de 57 e 118 barramentos

Para os sistemas de teste *IEEE* de 57 e de 118 barramentos procedeu-se ao aumento do número de *PMUs* disponíveis no sistema com o objetivo de comparar o efeito do aumento do número de medidas provenientes das *PMUs* na qualidade das grandezas estimadas por ambos os métodos propostos.

Nas simulações com o sistema de teste *IEEE* de 57 barramentos foram consideradas inicialmente 166 distribuídas conforme a configuração de medida indicada na Tabela 6-6

**Tabela 6-6: Configuração de medida inicial para o sistema de 57 barramentos**

<i>Sistema</i>	<i>Medidas de tensão</i>	<i>Medidas de potência ativa e reativa injetadas</i>	<i>Medidas de trânsitos de potências ativa e reativa</i>	$\eta$
<b>Sistema 57 barramentos</b>	1, 2, 3, 6, 8,9	1, 2, 3, 5, 6, 7, 8, 9, 11, 17, 20, 21, 25, 29, 30, 31, 33, 34, 37, 38, 39, 40, 44, 45, 46, 48, 49, 52, 54, 55, 56, 57	1-2, 1-15, 2-3, 3-4, 4-5, 7-6, 8-6, 8-9, 9-13, 11-9, 11-13, 12-13, 13-49, 14-15, 19-18, 20-19, 23-22, 24-23, 24-25, 24-26, 27-26, 27-28, 30-25, 30-31, 31-32, 32-34, 32-33, 34-35, 36-35, 36-37, 36-40, 37-38, 38-22, 38-40, 40-49, 40-56, 41-43, 42-41, 45-15, 46-47, 47-48, 48-49, 49-50, 50-51, 52-53, 53-54, 54-55, 55-9	$\approx 1.47$

O procedimento de simulação para o método  $EE_{SCADA+PMU}$  foi gradualmente aumentar o número de *PMUs* e, por conseguinte, aumentar o número de medidas fasoriais que foram sendo adicionadas ao conjunto de medida.

Na estimação de estado pelo método  $EE_{clássico}+EE_{linearPMU}$  as medidas convencionais que fazem parte da configuração de medida são usadas pelo estimador convencional WLS não linear com vista à obtenção do estado do sistema. Apenas durante o pós-processamento dos resultados da estimação não linear é que se efetua o aumento gradual de medidas fasoriais provenientes das *PMUs*. Estas medidas, em conjunto com os resultados do estimador não linear, e com as pseudomedidas de correntes injetadas calculadas a partir das variáveis de estado estimadas e das medidas fasoriais, são processadas pelo estimador linear que, num processo não iterativo, devolve o resultado da estimação. Estes resultados foram avaliados na medida do erro.

Os resultados obtidos por cada método, relativos ao comportamento do erro médio na amplitude da tensão com o aumento do número de *PMUs* instaladas no sistema de teste *IEEE* de 57 barramentos encontram-se sintetizados Figura 6.47.

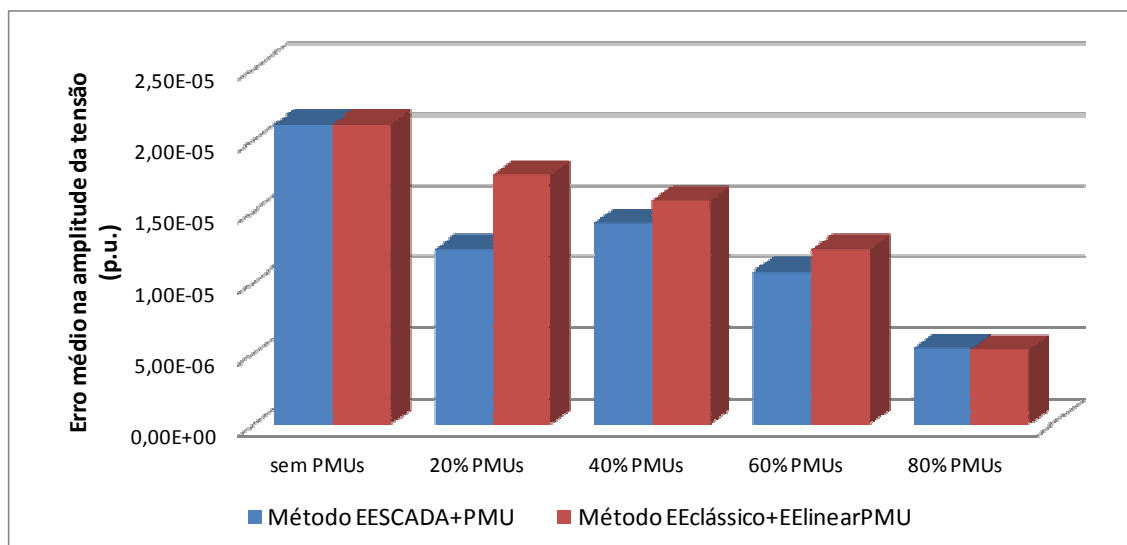


Figura 6.47: Erro na amplitude da tensão com o aumento de *PMUs*, sistema 57 barramentos

Os resultados obtidos por cada método, relativos ao comportamento do erro absoluto médio no ângulo de fase da tensão com o aumento do número de *PMUs* instaladas no sistema de teste *IEEE* de 57 barramentos encontram-se sintetizados na Figura 6.48.

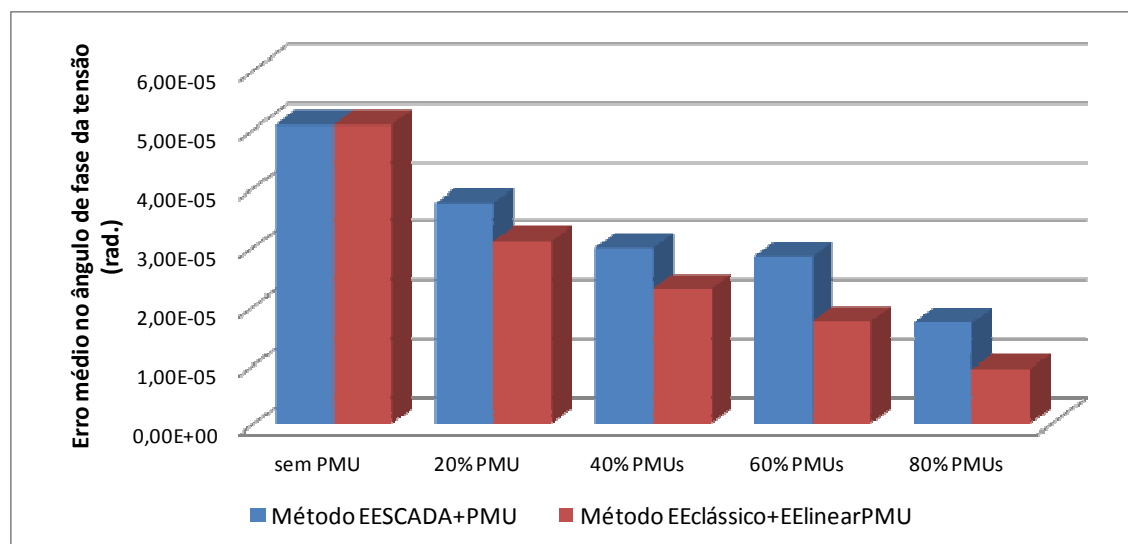


Figura 6.48: Erro no ângulo de fase da tensão com o aumento de *PMUs*, sistema 57 barramentos

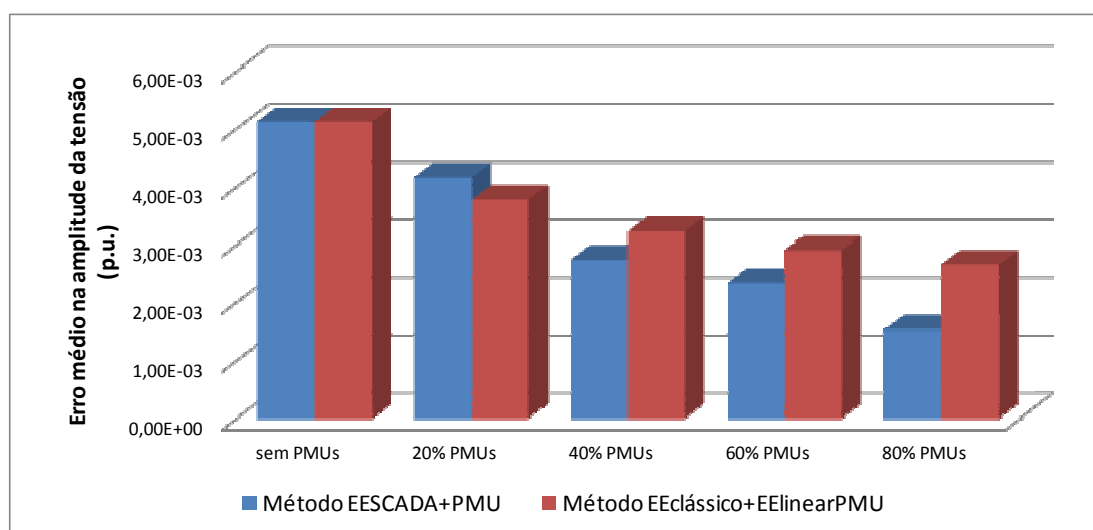
Nas simulações com o sistema de teste *IEEE* de 118 barramentos foram consideradas inicialmente trezentas e sessenta e cinco medidas distribuídas conforme a configuração de medida indicada na Tabela 6-7.

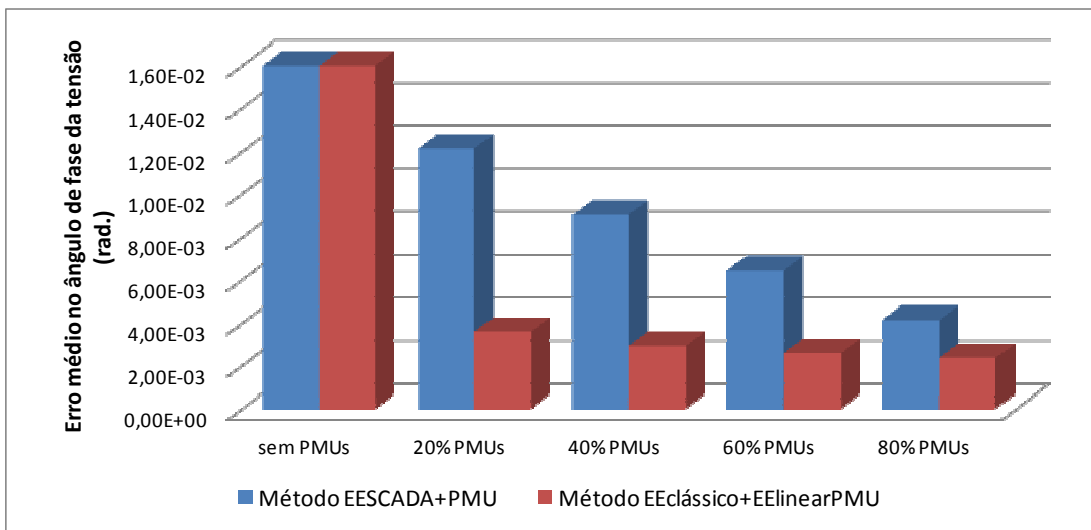
Tabela 6-7: Configuração de medida inicial para o sistema de 118 barramentos

<i>Sistema</i>	<i>Medidas de tensão</i>	<i>Medidas de potência ativa e reativa injetadas</i>	<i>Medidas de transições de potências ativa e reativa</i>	<i><math>\eta</math></i>
<b>Sistema 118 barramentos</b>	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 53, 54, 55, 56, 57, 58, 59, 60, 61, 62, 63, 64, 65, 66, 67, 68, 69, 70, 71, 72, 73, 74, 75, 76, 77, 78, 79, 80, 81, 82, 83, 84, 85, 86, 87, 88, 89, 90, 91, 92, 93, 94, 95, 96, 97, 98, 99, 100, 101, 102, 103, 104, 105, 106, 107, 108, 109, 110, 111, 112, 113	2, 3, 7, 8, 10, 12, 13, 15, 16, 17, 18, 21, 22, 23, 24, 27, 28, 29, 31, 33, 38, 41, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 50, 51, 52, 63, 65, 69, 70, 71, 73, 74, 75, 81, 82, 83, 84, 86, 88, 90, 91, 92, 93, 94, 95, 96, 97, 100, 101, 102, 103, 104, 105, 106, 110, 111, 112, 113, 115, 116, 118	1-2, 1-3, 3-5, 5-6, 7-12, 8-5, 8-9, 9-10, 11-4, 12-14, 17-15, 17-30, 18-17, 19-20, 25-26, 29-31, 31-32, 32-114, 34-36, 35-36, 35-37, 37-39, 37-40, 38-37, 38-65, 39-40, 40-41, 49-54, 50-49, 51-49, 51-52, 51-58, 52-53, 54-55, 54-59, 59-55, 59-56, 59-60, 59-61, 61-60, 63-59, 64-61, 65-68, 66-49, 66-62, 66-67, 69-68, 71-70, 77-78, 80-77, 80-79, 80-98, 81-68, 83-84, 85-86, 86-87, 95-96, 96-97, 105-108	$\approx 1.55$

Os resultados obtidos por cada método, relativos ao comportamento do erro médio na amplitude da tensão com o aumento do número de *PMUs* instaladas no sistema de teste *IEEE* de 118 barramentos encontram-se explanados na Figura 6.49.

Os resultados obtidos por cada método, que traduzem a evolução do erro absoluto médio no ângulo de fase da tensão com o aumento do número de *PMUs* instaladas no sistema de teste *IEEE* de 118 barramentos podem ser visualizados na Figura 6.50.

Figura 6.49: Erro na amplitude da tensão com o aumento de *PMUs*, sistema de 118 barramentos



**Figura 6.50: Erro no ângulo de fase da tensão com o aumento de *PMUs*, sistema de 118 barramentos**

A caracterização do tempo de processamento ou o esforço computacional despendido pelos métodos propostos para a simulação com 20% de barramentos com *PMUs* encontra-se sumariada na Tabela 6-8.

Não sendo um fator determinante na avaliação do desempenho do estimador de estado, não obstante a caracterização do tempo que o estimador de estado despende para alcançar uma solução, constitui mais um ponto de comparação entre as metodologias propostas.

Quantificar o número de iterações que o estimador leva para obter a solução ou mesmo se a paragem do algoritmo ocorre por paragem normal ou por número máximo de iterações alcançado pode também constituir um ponto de comparação entre diferentes metodologias para o processo da estimação de estado. Por o método  $EE_{clássico} + EE_{linearPMU}$  não ser iterativo isto não se aplica.

**Tabela 6-8: Tempos de processamento: sistema de 118 com 20% dos barramentos com *PMUs*.**

<b>Método</b>	<b>Erro máximo</b>		<b>Erro médio</b>		<b>Tempo de processamento</b>
	<b>V (p.u.)</b>	<b><math>\theta</math> (rad.)</b>	<b>V (p.u.)</b>	<b><math>\theta</math> (rad.)</b>	
$EE_{SCADA+PMU}$	$1.67 \times 10^{-02}$	$2.88 \times 10^{-02}$	$4.17 \times 10^{-03}$	$1.21 \times 10^{-02}$	32.443
$EE_{clássico} + EE_{linearPMU}$	$2.30 \times 10^{-02}$	$1.26 \times 10^{-02}$	$3.78 \times 10^{-03}$	$3.59 \times 10^{-03}$	5.791

## 6.8 Discussão dos Resultados e Conclusões

Neste capítulo, foram apresentados diversos casos de estudo com diferentes sistemas de teste e com diferentes configurações de medida.

O objetivo foi o de proceder a uma avaliação do desempenho do estimador de estado com medidas fasoriais provenientes de *PMUs*. Esta avaliação baseou-se nos resultados obtidos por via de simulação do processo de estimação de estado, recorrendo aos dois métodos propostos de incluir medidas fasoriais no processo da estimação de estado.

Esta avaliação foi feita por intermédio de índices de desempenho que se tornaram necessários na avaliação do comportamento do estimador de estado com medidas fasoriais.

Foi necessário usar índices que fornecessem uma melhor informação sobre a qualidade da estimação de estado. Os índices utilizados neste trabalho fornecem uma melhor indicação da qualidade da estimação, comparativamente aos métodos apresentados na literatura, que na sua maioria utilizam o valor da função minimizada no Método dos Mínimos Quadrados *WLS* como índice de desempenho do estimador. O resíduo calculado no método de estimação de estado *WLS* representa a diferença entre uma medida física (i.e., medida analógica proveniente do sistema *SCADA*) e o seu valor equivalente, calculado com base na solução do estimador de estado. Esta metodologia não é recomendada [123], uma vez que este valor reflete o valor mínimo da função objetivo do problema de otimização *WLS*, que irá sempre aumentar com o aumento de medidas, nomeadamente com a incorporação de medidas fasoriais no processo da estimação de estado.

O efeito de adicionar um crescente número de *PMUs* ao sistema foi detalhadamente estudado, tendo sido feita, inclusivamente, para todas as combinações de possíveis localizações de *PMUs* no caso de estudo do sistema *IEEE* de 14 barramentos pelo método  $EE_{SCADA+PMU}$ .

Ficou provado que as medidas fasoriais constituem um benefício no processo de estimação de estado, com uma melhoria significativa na precisão dos resultados da estimação de estado com o aumento de medidas fasoriais. Este efeito foi visível nos resultados associados a cada um dos métodos propostos.

Pelos resultados obtidos pelas simulações efetuadas em todas os sistemas constatou-se que o método  $EE_{SCADA+PMU}$  apresenta erros maiores nos valores relativos aos ângulos de fase estimados quando comparado com o método  $EE_{clássico}+EE_{linearPMU}$ . Este por sua vez apresenta valores relativos à amplitude de tensão estimada com maiores diferenças com relação aos valores de referência.

Alguns *outliers*, refletindo um pior desempenho nalguns índices, podem ser explicados, na generalidade, pelo facto das medidas terem sido simuladas aleatoriamente e ao serem comparadas com a variância esperada, apresentaram um erro percentual mais significativo do que as restantes medidas.

No método  $EE_{clássico}+EE_{linearPMU}$  como as medidas fasoriais correspondem a medidas do estado diretas e desacopladas, a necessidade de deteção e eliminação de medidas afetadas de erros grosseiros na fase de pós-processamento por estimador linear é muito reduzida quando comparada com o método  $EE_{SCADA+PMU}$ . Como o estado é medido diretamente, o erro numa das medidas não se propaga para as restantes medidas.

Outra das vantagens que o método  $EE_{clássico}+EE_{linearPMU}$  apresenta está relacionada com o tempo de processamento. Se este módulo de pós-processamento por estimador linear for para ser aplicado num estimador já existente, não sendo um método iterativo, o tempo de processamento é mínimo e a obtenção de resultados é imediato, sendo apenas dependente da dimensão do sistema em causa.

O método  $EE_{SCADA+PMU}$  implica uma alteração no processo da estimação de estado convencional por forma a adaptá-lo às novas medidas. Sendo um método iterativo, o tempo de processamento com vista à obtenção de uma solução é muito superior.

O método  $EE_{SCADA+PMU}$  tem a vantagem de poder ser utilizado numa configuração de medida convencional que não garanta a observabilidade, sendo esta conseguida pela inclusão das medidas fasoriais provenientes das *PMUs*. Tal não é possível com o método  $EE_{clássico}+EE_{linearPMU}$ , dado que o pós-processamento recorre a medidas que resultam de um processo de estimação de estado convencional não linear executado numa fase anterior ao do estimador de estado linear com medidas fasoriais.



Ambos os métodos apresentam resultados relativos à estimação do estado do sistema com gamas de precisão semelhantes.



---

## CONCLUSÕES FINAIS E PERSPETIVAS DE DESENVOLVIMENTOS FUTUROS

### 7.1 Principais Contribuições

Este trabalho concentrou-se em explorar a influência da introdução de *PMUs* no processo da estimação de estado. Sendo necessário fornecer informação tanto quanto possível correta e com elevada precisão ao operador de sistema e a todas as outras aplicações de análise e controlo de *SEEs*, a estimação de estado constitui uma ferramenta de extrema importância na monitorização e controlo dos sistemas. É fundamental garantir a qualidade dos resultados fornecidos pelo estimador de estado. O aumento de *PMUs* disponíveis nos sistemas e a sua capacidade de medir grandezas com elevada precisão, tornou imperativo o uso destas medidas na estimação de estado.

Os objetivos deste trabalho centraram-se principalmente na análise do comportamento do estimador de estado perante o uso de medidas fasoriais sincronizadas, fornecendo mais um passo no estudo relacionado com a estimação das condições de funcionamento dos sistemas elétricos, nomeadamente na melhoria da prática da estimação de estado explorando diferentes formulações, para incluir medidas fasoriais sincronizadas nos estimadores de estado.

As principais contribuições desta Tese são:

- Análise do estado da arte em metodologias de colocação otimizada de *PMUs* nos sistemas.
- Análise de metodologias de análise da observabilidade com a inclusão de medidas fasoriais, na garantia de completa observabilidade do sistema, quando não é conseguida por intermédio das medidas *SCADA* convencionais
- Definição da metodologia a ser seguida de modo a assegurar a melhoria do desempenho do estimador de estado com a utilização de medidas fasoriais provenientes de *PMUs*.

- Definição de índices de avaliação do desempenho do estimador de estado e da qualidade das grandezas estimadas perante o uso de medidas fasoriais
- Verificação (através de simulação) da observabilidade do sistema e utilização de medidas fasoriais na obtenção de observabilidade completa
- Desenvolvimento de uma plataforma de simulação, utilizando o *MATLAB*, passível de aplicação futura em outros trabalhos.

O trabalho constitui uma boa contribuição para o conhecimento atual pois demonstra que as formulações com objetivo de incluir medidas fasoriais sincronizadas nos estimadores de estado proporcionam-lhe um melhor desempenho e podem ser usadas em sistemas mais complexos e de grandes dimensões. As formulações propostas contribuem para a exploração das vantagens da utilização de *PMUs* na estimação de estado.

Neste contexto, o trabalho desenvolvido concentrou-se no estudo, caracterização, desenvolvimento e aplicação de metodologias para incluir medidas fasoriais na estimação de estado de *SEEs* e na análise da influência destas medidas no desempenho do estimador de estado e na precisão das grandezas estimadas.

Como objetivo de contextualizar o trabalho desenvolvido foi efetuada uma extensa pesquisa bibliográfica relativamente ao processo da estimação de estado, métodos e técnicas.

Tendo em conta que o trabalho versaria sobre a utilização de medidas *PMUs* na estimação de estado, foi sentida a necessidade de caracterizar os sistemas de medição fasorial e pesquisar os trabalhos efetuados e publicados na literatura internacional sobre esta temática.

Alguns conceitos relacionados com os sistemas de medição fasorial sincronizada foram apresentados neste trabalho, descrevendo de forma sintetizada a composição destes sistemas e a tecnologia dos equipamentos usados. Foi efetuada uma introdução histórica relativa ao surgimento destes sistemas de medida. Também foi explorado as diversas aplicações destes sistemas de medida enfatizando-se a sua utilização na estimação de estado por ser do âmbito do trabalho desenvolvido.

O desenvolvimento de técnica(s) otimizada(s) de colocação de *PMUs* no sistema não foi o âmbito deste trabalho, contudo, é importante salientar a necessidade de uma colocação ótima de *PMUs* no sistema para Estimação de Estado. A localização ideal da *PMU* deve ser avaliada em termos de precisão da estimativa, capacidade de melhorar os níveis de redundância e garantia da

observabilidade do sistema. Pelo que foi apresentado neste trabalho o resultado da exaustiva pesquisa bibliográfica efetuada sobre este problema.

Dada a necessidade de recorrer a medidas fasoriais provenientes de *PMUs* para efeitos de observabilidade do sistema, foi desenvolvida uma metodologia que identifica medidas fasoriais provenientes de *PMUs* candidatas a serem incluídas no processo de estimação de estado, com o objetivo de obter observabilidade total do sistema. A metodologia desenvolvida não garante a melhor localização mas identifica o número mínimo de *PMUs* necessárias, podendo ser utilizada para obter observabilidade completa à medida que aumenta o número de *PMUs* que vão estando disponíveis no sistema.

Foram estudados dois métodos diferentes para incluir medidas fasoriais sincronizadas na estimação de estado de *SEEs*. A caracterização dos métodos e análise dos resultados obtidos com a aplicação de ambos os métodos a várias redes de teste do *IEEE* foram amplamente explorados.

Na primeira metodologia (Método  $EE_{SCADA+PMU}$ ) as medidas fasoriais provenientes das *PMUs* são incorporadas diretamente no estimador de estado.

O uso direto de correntes de linha provenientes das *PMU* na forma polar conduz a problemas de convergência, pelo que este trabalho apresenta diferentes formulações para incluir ou substituir estas medidas. O problema da convergência é provocado por variações abruptas no sinal e na amplitude dos correspondentes elementos da matriz jacobiana de medida para iterações consecutivas. No Método  $EE_{SCADA+PMU}$  proposto, as medidas provenientes das *PMUs* são usadas em conjunto com as medidas convencionais *SCADA* e as medidas de corrente de linha são transformadas em medidas de corrente injetada e escritas na forma retangular. A utilização de medidas fasoriais em conjunto com as medidas convencionais *SCADA* nos estimadores de estado mantém a não linearidade do processo da estimação de estado e implica alterações significativas dos mesmos.

Foi explorada uma metodologia (Método  $EE_{clássico}+EE_{linearPMU}$ ) alternativa, de forma a simplificar a introdução de medidas fasoriais provenientes de *PMUs* nos estimadores de estado convencionais, sem que seja necessária a sua alteração significativa. O objetivo da metodologia proposta é utilizar as medidas fasoriais num módulo de pós-processamento por um estimador linear. Neste módulo de pós-processamento linear, constituem entradas, as variáveis de estado que resultam da estimação de estado convencional, as medidas fasoriais provenientes das *PMUs* (medidas de tensão e de corrente) e pseudo-medidas correspondentes às correntes injetadas nos barramentos construídas a

partir das tensões estimadas. Estas medidas, que fazem parte do conjunto de medidas, são funções lineares do vetor estado do sistema, pelo que o processamento realizado pelo estimador de estado linear (processamento não iterativo) não implica quaisquer modificações no estimador de estado convencional.

Foram apresentados resultados que mostram que a qualidade do estado estimado melhora progressivamente com o aumento do número de fasores incluídos no processo de estimação por ambos os métodos.

## 7.2 Perspetivas de Desenvolvimentos Futuros

Como não poderia deixar de ser, um trabalho com esta dimensão levanta sempre um conjunto de questões que, por limitações de diversa ordem, ficam sem resposta imediata. Nos pontos seguintes tenta-se descrever, de um modo sucinto, possíveis futuras contribuições que se consideram importantes para completar o trabalho já aqui desenvolvido.

- Explorar possíveis formas de redução do esforço computacional no processo de estimação de estado que envolve medidas fasoriais.

- A avaliação da precisão dos dados provenientes das *PMUs* é um problema desafiante e ainda em discussão na comunidade científica, relacionado com a precisão dos TT e TI bem como com os canais de comunicação.

- Avaliar comportamento do estimador de estado e as consequências perante a perda de informação proveniente das *PMUs*.

- Otimização de colocação de *PMUs* e *PDCs* no sistema, englobar a otimização do número de *PDCs* é um problema recente e pouco explorado.

- Avaliar a introdução de medidas *PMU* no estimador de estado perante incertezas nos parâmetros do sistema e incertezas nas medidas. Efetuar uma análise de sensibilidade.

# REFERÊNCIAS

---

- [1] I. M. M. A. F. Freitas, "A Estimação de Estado de Sistemas Eléctricos de Energia," Tese de Doutorado, Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores, Faculdade de Engenharia Universidade do Porto, Porto, 1995.
- [2] S. Raghuraman and R. Jegatheesan, "A survey on state estimation techniques in electrical power system," in *Recent Advancements in Electrical, Electronics and Control Engineering (ICONRAEECE), 2011 International Conference on*, 2011, pp. 199-205.
- [3] F. C. Schweppe and J. Wildes, "Power system static state estimation, part I: exact model," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-89, pp. 120-125, Jan. 1970.
- [4] F. C. Schweppe and D. B. Rom, "Power system static state estimation, part II: approximate model," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-89, pp. 125-130, Jan. 1970.
- [5] F. C. Schweppe, "Power system static state estimation, part III: implementation," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-89, pp. 130-135, Jan. 1970.
- [6] R. E. Larson, W. F. Tinney, L. P. Hajdu, and D. S. Piercy, "State estimation in power systems, part II: implementation and applications," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-89, pp. 355-363, Mar. 1970.
- [7] A. S. Debs and R. E. Larson, "A Dynamic Estimator for Tracking the State of a Power System," *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, vol. PAS-89, pp. 1670-1678, 1970.
- [8] J. F. Dopazo, S. T. Ehrmann, A. F. Gabrielle, A. M. Sasson, and L. S. Van Slyck, "The AEP real-time monitoring and control computer system," *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, vol. 95, pp. 1612-1617, 1976.
- [9] L. S. VanSlyck and J. J. Allemong, "Operating experience with the AEP state estimator," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 3, pp. 521-528, 1988.

- [10] J. Giri, "Visualization advancements of system state," in *Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008 IEEE*, 2008, pp. 1-3.
- [11] A. Garcia, A. Monticelli, and P. Abreu, "Fast Decoupled State Estimation and Bad Data Processing," *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, vol. PAS-98, pp. 1645-1652, 1979.
- [12] J. J. Allemong, L. Radu, and A. M. Sasson, "A Fast and Reliable State Estimation Algorithm for AEP's New Control Center," *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, vol. PAS-101, pp. 933-944, 1982.
- [13] H. M. Merrill and F. C. Schweppe, "Bad Data Suppression in Power System Static State Estimation," *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, vol. PAS-90, pp. 2718-2725, 1971.
- [14] A. Monticelli, "Reliable Bad Data Processing for Real-Time State Estimation," *Power Engineering Review, IEEE*, vol. PER-3, pp. 31-32, 1983.
- [15] S. Y. Lin, "A distributed state estimator for electric power systems," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 7, pp. 551-557, 1992.
- [16] A. Monticelli, "Testing equality constraint hypotheses in weighted least squares state estimators," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 15, pp. 950-954, 2000.
- [17] W. Jie and K. N. Miu, "Weighted least squares methods for load estimation in distribution networks," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 18, pp. 1338-1345, 2003.
- [18] Z. Shan and A. Abur, "Auto tuning of measurement weights in WLS state estimation," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 19, pp. 2006-2013, 2004.
- [19] J. H. Teng, "Handling current-magnitude measurement in transmission and distribution system state estimator," *Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings-*, vol. 147, pp. 202-206, 2000.
- [20] F. Shabani, N. R. Prasad, and H. A. Smolleck, "State estimation with aid of fuzzy logic," in *Fuzzy Systems, 1996., Proceedings of the Fifth IEEE International Conference on*, 1996, pp. 947-953 vol.2.



- 
- [21] M. R. Irving, R. C. Owen, and M. J. H. Sterling, "Power-system state estimation using linear programming," *Electrical Engineers, Proceedings of the Institution of*, vol. 125, pp. 879-885, 1978.
- [22] W. W. Kotiuga and M. Vidyasagar, "Bad Data Rejection Properties of Weighted Least Absolute Value Techniques Applied to Static State Estimation," *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, vol. PAS-101, pp. 844-853, 1982.
- [23] M. K. Celik and A. Abur, "A robust WLAV state estimator using transformations," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 7, pp. 106-113, 1992.
- [24] A. Abur and M. K. Celik, "A fast algorithm for the weighted least absolute value state estimation [for power systems]," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 6, pp. 1-8, 1991.
- [25] A. Abur and M. K. Celik, "Least absolute value state estimation with equality and inequality constraints," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 8, pp. 680-686, 1993.
- [26] N. K. Karmarkar and K. G. Ramakrishnan, "Computational results of an interior point algorithm for large scale linear programming," *Mathematical Programming*, vol. 52, pp. 555-586, 1991.
- [27] H. Singh and F. L. Alvarado, "Weighted Least Absolute Value state estimation using interior point methods," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 9, pp. 1478-1484, 1994.
- [28] R. A. Jabr and B. C. Pal, "Iteratively re-weighted least absolute value method for state estimation," *Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings-*, vol. 150, pp. 385-391, 2003.
- [29] E. Handschin, F. C. Schweppe, J. Kohlas, and A. Fiechter, "Bad data analysis for power system state estimation," *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, vol. 94, pp. 329-337, 1975.
- [30] A. Abur and A. G. Expósito, "Power System State Estimation: Theory and Implementation," ed: Marcel Dekker, CRC Press, 2004.
- [31] L. Mili and T. Van Cutsem, "Implementation of the hypothesis testing identification in power system state estimation," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 3, pp. 887-893, 1988.
-

- [32] L. Mili, T. Van Cutsem, and M. Ribbens-Pavella, "Hypothesis Testing Identification: A New Method for Bad Data Analysis in Power System State Estimation," *Power Engineering Review, IEEE*, vol. PER-4, pp. 31-32, 1984.
- [33] U. Washington. Power System Test Case Archive [Online]. Available: <http://www.ee.washington.edu/research/pstca> (último acesso Maio 2013)
- [34] L. Wu and L. Xia, "Research on PMU/SCADA mixed measurements state estimation algorithm with multi-constraints," in *Electrical & Electronics Engineering (EEESYM), 2012 IEEE Symposium on*, 2012, pp. 32-35.
- [35] M. Gol and A. Abur, "Observability analysis and critical measurement detection for power systems measured by PMUs," in *Innovative Smart Grid Technologies (ISGT), 2012 IEEE PES*, 2012, pp. 1-6.
- [36] A. G. Phadke, M. Ibrahim, and T. Hlibka, "Fundamental basis for distance relaying with symmetrical components," *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, vol. 96, pp. 635-646, 1977.
- [37] A. G. Phadke, J. S. Thorp, and M. G. Adamiak, "A New Measurement Technique for Tracking Voltage Phasors, Local System Frequency, and Rate of Change of Frequency," *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, vol. PAS-102, pp. 1025-1038, 1983.
- [38] A. G. Phadke and J. S. Thorp, *Synchronized Phasor Measurements and Their Applications*: Springer, 2010.
- [39] M. Zima, T. Krause, and G. Andersson, "Evaluation of system protection schemes, wide area monitoring and control systems," in *Advances in Power System Control, Operation and Management, 2003. ASDCOM 2003. Sixth International Conference on (Conf. Publ. No. 497)*, 2003, pp. 754-759.
- [40] K. Martin and J. Carroll, "Phasing in the Technology," *Power and Energy Magazine, IEEE*, vol. 6, pp. 24-33, 2008.
- [41] R. F. Nuqui, "State Estimation and Voltage Security Monitoring Using Synchronized Phasor Measurements," PhD, Faculty of the Virginia Polytechnic Institute and State University, Blacksburg, Virginia, 2001.

- 
- [42] J. Thorp, A. Abur, M. Begovic, J. Giri, and R. Avila-Rosales, "Gaining a Wider Perspective," *Power and Energy Magazine, IEEE*, vol. 6, pp. 43-51, 2008.
- [43] "IEEE Standard for Synchrophasors for Power Systems," *IEEE Std C37.118-2005 (Revision of IEEE Std 1344-1995)*, pp. 0\_1-57, 2005.
- [44] K. E. Martin, "Synchrophasor Standards Development - IEEE C37.118 & IEC 61850," in *System Sciences (HICSS), 2011 44th Hawaii International Conference on*, 2011, pp. 1-8.
- [45] "IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems," *IEEE Std C37.118.1-2011 (Revision of IEEE Std C37.118-2005)*, pp. 1-61, 2011.
- [46] X. Bei and A. Abur, "Observability analysis and measurement placement for systems with PMUs," in *Power Systems Conference and Exposition, 2004. IEEE PES*, 2004, pp. 943-946 vol.2.
- [47] T.-T. Cai and Q. Ai, "Research of PMU optimal placement in power systems," presented at the *Proceedings of the 5th WSEAS/IASME International Conference on Systems Theory and Scientific Computation*, Malta, 2005.
- [48] C. Jian and A. Abur, "Placement of PMUs to Enable Bad Data Detection in State Estimation," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 21, pp. 1608-1615, 2006.
- [49] C. Rakpenthai, S. Premrudeepreechacharn, S. Uatrungjit, and N. R. Watson, "An Optimal PMU Placement Method Against Measurement Loss and Branch Outage," *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 22, pp. 101-107, 2007.
- [50] G. Bei, "Generalized Integer Linear Programming Formulation for Optimal PMU Placement," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 23, pp. 1099-1104, 2008.
- [51] T. Kerdchuen and W. Ongsakul, "Optimal PMU placement by stochastic simulated annealing for power system state estimation," *GMSARN International Journal*, vol. vol. 2, pp. pp. 61-66, 2008.
- [52] A. Z. Gamm, I. N. Kolosok, A. M. Glazunova, and E. S. Korkina, "PMU placement criteria for EPS state estimation," in *Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, 2008. DRPT 2008. Third International Conference on*, 2008, pp. 645-649.
-

- [53] G. Yang, H. Zhijian, H. Xixiong, and L. Dong, "Optimal placement of PMUs in power systems based on improved PSO algorithm," in *Industrial Electronics and Applications, 2008. ICIEA 2008. 3rd IEEE Conference on*, 2008, pp. 2464-2469.
- [54] F. Aminifar, C. Lucas, A. Khodaei, and M. Fotuhi-Firuzabad, "Optimal Placement of Phasor Measurement Units Using Immunity Genetic Algorithm," *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 24, pp. 1014-1020, 2009.
- [55] M. Asproou and E. Kyriakides, "Optimal PMU placement for improving hybrid state estimator accuracy," in *PowerTech, 2011 IEEE Trondheim*, 2011, pp. 1-7.
- [56] X. Tai, D. Marelli, E. Rohr, and M. Fu, "Optimal PMU placement for power system state estimation with random component outages," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 51, pp. 35-42, 2013.
- [57] A. Enshaee, R. A. Hooshmand, and F. H. Fesharaki, "A new method for optimal placement of phasor measurement units to maintain full network observability under various contingencies," *Electric Power Systems Research*, vol. 89, pp. 1-10, 2012.
- [58] B. Xu, Y. J. Yoon, and A. Abur, "Optimal placement and utilization of phasor measurements for state estimation," *PSERC Publication 05-20*, 2005.
- [59] G. Bei, "Optimal Placement of PMUs by Integer Linear Programming," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 23, pp. 1525-1526, 2008.
- [60] D. Dua, S. Dambhare, R. K. Gajbhiye, and S. A. Soman, "Optimal Multistage Scheduling of PMU Placement: An ILP Approach," *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 23, pp. 1812-1820, 2008.
- [61] R. Sodhi, S. C. Srivastava, and S. N. Singh, "Optimal PMU placement to ensure system observability under contingencies," in *Power & Energy Society General Meeting, 2009. PES '09. IEEE*, 2009, pp. 1-6.
- [62] O. Gómez and M. A. Ríos, "ILP-based multistage placement of PMUs with dynamic monitoring constraints," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 53, pp. 95-105, 2013.

- 
- [63] S. Chakrabarti, E. Kyriakides, and D. G. Eliades, "Placement of Synchronized Measurements for Power System Observability," *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 24, pp. 12-19, 2009.
- [64] S. Chakrabarti, E. Kyriakides, and M. Albu, "Uncertainty in Power System State Variables Obtained Through Synchronized Measurements," *Instrumentation and Measurement, IEEE Transactions on*, vol. 58, pp. 2452-2458, 2009.
- [65] Z. Ming, V. A. Centeno, A. G. Phadke, H. Yi, D. Novosel, and H. A. R. Volskis, "A preprocessing method for effective PMU placement studies," in *Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, 2008. DRPT 2008. Third International Conference on*, 2008, pp. 2862-2867.
- [66] B. K. Saha Roy, A. K. Sinha, and A. K. Pradhan, "An optimal PMU placement technique for power system observability," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 42, pp. 71-77, 2012.
- [67] A. B. Antonio, J. R. A. Torreao, and M. B. Do Coutto Filho, "Meter placement for power system state estimation using simulated annealing," in *Power Tech Proceedings, 2001 IEEE Porto*, 2001, p. 5 pp. vol.3.
- [68] R. F. Nuqui and A. G. Phadke, "Phasor measurement unit placement techniques for complete and incomplete observability," *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 20, pp. 2381-2388, 2005.
- [69] H.-S. Zhao, Y. Li, Z.-Q. Mi, and L. Yu, "Sensitivity Constrained PMU Placement for Complete Observability of Power Systems," in *Transmission and Distribution Conference and Exhibition: Asia and Pacific, 2005 IEEE/PES*, 2005, pp. 1-5.
- [70] H. Zhao, Y. Li, and Z. Mi. (2006, Sensitivity constrained PMU placement method for power system observability. *7th IET International Conference on Advances in Power System Control, Operation and Management (APSCOM 2006)*.
- [71] A. M. Glazunova, I. N. Kolosok, and E. S. Korkina, "PMU placement on the basis of SCADA measurements for fast load flow calculation in electric power systems," in *PowerTech, 2009 IEEE Bucharest*, 2009, pp. 1-6.

- [72] C. Ki-Seon, S. Joong-Rin, and H. Seung Ho, "Optimal placement of phasor measurement units with GPS receiver," in *Power Engineering Society Winter Meeting, 2001. IEEE*, 2001, pp. 258-262 vol.1.
- [73] T. Kerdchuen and W. Ongsakul, "Optimal placement of PMU and RTU by hybrid genetic algorithm and simulated annealing for multiarea power system state estimation," *GMSARN International Journal*, vol. vol. 3, pp. pp. 7-12, 2009.
- [74] M. Gavrilas, I. Rusu, G. Gavrilas, and O. Ivanov, "Synchronized phasor measurements for state estimation," *Revue Roumaine des Sciences Techniques*, pp. pp. 335-344, 2009.
- [75] F. J. Marin, F. Garcia-Lagos, G. Joya, and F. Sandoval, "Genetic algorithms for optimal placement of phasor measurement units in electrical networks," *Electronics Letters*, vol. 39, pp. 1403-1405, 2003.
- [76] B. Milosevic and M. Begovic, "Nondominated sorting genetic algorithm for optimal phasor measurement placement," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 18, pp. 69-75, 2003.
- [77] B. Mohammadi-Ivatloo, "Optimal Placement of PMUs for Power System Observability Using Topology Based Formulated Algorithms," *Journal of Applied Sciences*, vol. vol. 9, pp. pp. 2463-2468, 2009.
- [78] J. Peng, Y. Sun, and H. F. Wang, "Optimal PMU placement for full network observability using Tabu search algorithm," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 28, pp. 223-231, 2006.
- [79] H. Mori and Y. Sone, "Tabu search based meter placement for topological observability in power system state estimation," in *Transmission and Distribution Conference, 1999 IEEE*, 1999, pp. 172-177 vol.1.
- [80] M. Hurtgen and J. C. Maun, "Optimal PMU placement using Iterated Local Search," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 32, pp. 857-860, 2010.
- [81] C. Peng, H. Sun, and J. Guo, "Multi-objective optimal PMU placement using a non-dominated sorting differential evolution algorithm," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 32, pp. 886-892, 2010.

- 
- [82] M. Hajian, A. M. Ranjbar, T. Amraee, and A. R. Shirani, "Optimal Placement of Phasor Measurement Units: Particle Swarm Optimization Approach," in *Intelligent Systems Applications to Power Systems, 2007. ISAP 2007. International Conference on*, 2007, pp. 1-6.
- [83] S. Chi and C. Zhe, "Optimal Placement of Phasor Measurement Units with New Considerations," in *Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), 2010 Asia-Pacific*, 2010, pp. 1-4.
- [84] M. Hajian, A. M. Ranjbar, T. Amraee, and B. Mozafari, "Optimal placement of PMUs to maintain network observability using a modified BPSO algorithm," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 33, pp. 28-34, 2011.
- [85] A. Ahmadi, Y. Alinejad-Beromi, and M. Moradi, "Optimal PMU placement for power system observability using binary particle swarm optimization and considering measurement redundancy," *Expert Systems with Applications*, vol. 38, pp. 7263-7269, 2011.
- [86] S. Chakrabarti, G. K. Venayagamoorthy, and E. Kyriakides, "PMU placement for power system observability using binary particle swarm optimization," in *Power Engineering Conference, 2008. AUPEC '08. Australasian Universities*, 2008, pp. 1-5.
- [87] P. Chunhua and X. Xuesong, "A hybrid algorithm based on BPSO and immune mechanism for PMU optimization placement," in *Intelligent Control and Automation, 2008. WCICA 2008. 7th World Congress on*, 2008, pp. 7036-7040.
- [88] H. R. de Oliveira Rocha, J. C. S. de Souza, and M. B. Do Coutto Filho, "Planning high quality metering systems for state estimation through a constructive heuristic," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 52, pp. 34-41, 2013.
- [89] Z. Miljanić, I. Djurović, and I. Vujošević, "Optimal placement of PMUs with limited number of channels," *Electric Power Systems Research*, vol. 90, pp. 93-98, 2012.
- [90] F. H. Fesharaki, R. A. Hooshmand, and A. Khodabakhshian, "A new method for simultaneous optimal placement of PMUs and PDCs for maximizing data transmission reliability along with providing the power system observability," *Electric Power Systems Research*, vol. 100, pp. 43-54, 2013.
- [91] J. S. Thorp, A. G. Phadke, and K. J. Karimi, "Real Time Voltage-Phasor Measurements for Static State Estimation," *Power Engineering Review, IEEE*, vol. PER-5, pp. 32-33, 1985.
-

- [92] A. G. Phadke, J. S. Thorp, and K. J. Karimi, "State Estimation with Phasor Measurements," *Power Engineering Review, IEEE*, vol. PER-6, pp. 48-48, 1986.
- [93] R. F. Nuqui and A. G. Phadke, "Hybrid Linear State Estimation Utilizing Synchronized Phasor Measurements," in *Power Tech, 2007 IEEE Lausanne*, 2007, pp. 1665-1669.
- [94] R. P. Schulz, L. S. VanSlyck, and S. Horowitz, "Applications of fast phasor measurements on utility systems," in *Power Industry Computer Application Conference, 1989. PICA '89, Conference Papers*, 1989, pp. 49-55.
- [95] T. L. Baldwin, L. Mili, M. B. Boisen, Jr., and R. Adapa, "Power system observability with minimal phasor measurement placement," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 8, pp. 707-715, 1993.
- [96] I. W. Slutsker, S. Mokhtari, L. A. Jaques, J. M. G. Provost, M. B. Perez, J. B. Sierra, F. G. Gonzalez, and J. M. M. Figueroa, "Implementation of phasor measurements in state estimator at Sevillana de Electricidad," in *Power Industry Computer Application Conference, 1995. Conference Proceedings., 1995 IEEE*, 1995, pp. 392-398.
- [97] R. Zivanovic and C. Cairns, "Implementation of PMU technology in state estimation: an overview," in *AFRICON, 1996., IEEE AFRICON 4th*, 1996, pp. 1006-1011 vol.2.
- [98] Z. Jun and A. Abur, "Effect of Phasor Measurements on the Choice of Reference Bus for State Estimation," in *Power Engineering Society General Meeting, 2007. IEEE*, 2007, pp. 1-5.
- [99] Z. Liang and A. Abur, "Multi area state estimation using synchronized phasor measurements," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 20, pp. 611-617, 2005.
- [100] Z. Ming, V. A. Centeno, J. S. Thorp, and A. G. Phadke, "An Alternative for Including Phasor Measurements in State Estimators," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 21, pp. 1930-1937, 2006.
- [101] A. G. Phadke, "Modern wide area measurement systems, an overview," in *Advances in Power System Control, Operation and Management (APSCOM 2009), 8th International Conference on*, 2009, pp. 1-1.



- 
- [102] S. Chakrabarti, E. Kyriakides, G. Ledwich, and A. Ghosh, "Inclusion of PMU current phasor measurements in a power system state estimator," *Generation, Transmission & Distribution, IET*, vol. 4, pp. 1104-1115, 2010.
- [103] S. Chakrabarti, E. Kyriakides, G. Ledwich, and A. Ghosh, "A comparative study of the methods of inclusion of PMU current phasor measurements in a hybrid state estimator," in *Power and Energy Society General Meeting, 2010 IEEE*, 2010, pp. 1-7.
- [104] G. Valverde, S. Chakrabarti, E. Kyriakides, and V. Terzija, "A Constrained Formulation for Hybrid State Estimation," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 26, pp. 1102-1109, 2011.
- [105] Z. Jun and A. Abur, "Bad Data Identification When Using Phasor Measurements," in *Power Tech, 2007 IEEE Lausanne*, 2007, pp. 1676-1681.
- [106] J. Weiqing, V. Vittal, and G. T. Heydt, "A Distributed State Estimator Utilizing Synchronized Phasor Measurements," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 22, pp. 563-571, 2007.
- [107] T. S. Bi, X. H. Qin, and Q. X. Yang, "A novel hybrid state estimator for including synchronized phasor measurements," *Electric Power Systems Research*, vol. 78, pp. 1343-1352, 2008.
- [108] M. Ayres and P. H. Haley, "Bad Data Groups in Power System State Estimation," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 1, pp. 1-7, 1986.
- [109] L. Vanfretti, J. H. Chow, S. Sarawgi, and B. Fardanesh, "A Phasor-Data-Based State Estimator Incorporating Phase Bias Correction," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 26, pp. 111-119.
- [110] S. Chakrabarti, E. Kyriakides, G. Valverde, and V. Terzija, "State estimation including synchronized measurements," in *PowerTech, 2009 IEEE Bucharest*, 2009, pp. 1-5.
- [111] S. Chakrabarti and E. Kyriakides, "PMU Measurement Uncertainty Considerations in WLS State Estimation," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 24, pp. 1062-1071, 2009.
- [112] R. Sodhi, S. C. Srivastava, and S. N. Singh, "Phasor-assisted Hybrid State Estimator," *Electric Power Components and Systems*, vol. 38, pp. 533-544, 2012/02/01 2010.
- [113] L. Dalu, L. Rui, S. Yuanzhang, and C. Han, "State estimation with WAMS/SCADA hybrid measurements," in *Power & Energy Society General Meeting, 2009. PES '09. IEEE*, 2009, pp. 1-5.
-

- [114] G. N. Korres and N. M. Manousakis, "State estimation and bad data processing for systems including PMU and SCADA measurements," *Electric Power Systems Research*, vol. 81, pp. 1514-1524, 2011.
- [115] G. N. Korres and N. M. Manousakis, "A state estimator including conventional and synchronized phasor measurements," *Computers & Electrical Engineering*, vol. 38, pp. 294-305, 2012.
- [116] K. A. Clements, G. R. Krumpholz, and P. W. Davis, "Power system state estimation residual analysis: an algorithm using network topology " *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-100, pp. 1779-1787, Apr 1981.
- [117] G. R. Krumpholz, K. A. Clements, and P. W. Davis, "Power system observability: a practical algorithm using network topology," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-99, pp. 1534-1542, Jul/Aug 1980.
- [118] A. Monticelli and F. F. Wu, "Network observability: identification of observable islands and measurement placement," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-104, pp. 1035-1041, May 1985.
- [119] R. Baltensperger, A. Loosli, H. Sauvain, M. Zima, G. Andersson, and R. Nuqui, "An implementation of two-stage hybrid state estimation with limited number of PMU," in *Developments in Power System Protection (DPSP 2010). Managing the Change, 10th IET International Conference on*, pp. 1-5.
- [120] A. G. Phadke, "Synchronized phasor measurements in power systems," *Computer Applications in Power, IEEE*, vol. 6, pp. 10-15, 1993.
- [121] S. Zhong and A. Abur, "Auto tuning of measurement weights in WLS state estimation," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, pp. 2006-2013, Nov 2004.
- [122] S. Zhong and A. Abur, "Combinated state estimation and measurement calibration," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, pp. 458-465, Feb 2005.
- [123] KEMA, "Metrics for Determining the Impact of Phasor Measurements on Power System State Estimation," in *Eastern Interconnection Phasor Project*, ed, 2006, pp. 1-61.
- [124] G. H. Golub and C. F. V. Loan, *Matrix Computations*, Second Edition ed.: Johns Hopkins, 1989.

# ANEXOS

---

## Anexo A – Descrição detalhada dos elementos da matriz jacobiana das correntes na forma polar

Este anexo apresenta uma descrição mais detalhada dos elementos da matriz jacobiana de medidas, relativa aos elementos correspondentes às correntes fasoriais escritas na componente polar.

Considerando o modelo em  $\pi$  de uma linha ( $a_{ij} = 1$ ) representado na Figura 2.3, a corrente de linha na forma polar pode ser escrita pelas equações:

$$\bar{I}_{ij} = \bar{V}_i(g_{si} + jb_{si}) + (\bar{V}_i - \bar{V}_j)(g_{ij} + jb_{ij}) \quad (A.1)$$

$$\begin{aligned} \bar{I}_{ij} &= \left[ V_i \cos \delta_i (g_{si} + g_{ij}) - V_i \sin \delta_i (b_{si} + b_{ij}) + b_{ij} V_j \sin \delta_j - g_{ij} V_j \cos \delta_j \right] \\ &\quad + j \left[ V_i \cos \delta_i (b_{si} + b_{ij}) + V_i \sin \delta_i (g_{si} + g_{ij}) - b_{ij} V_j \cos \delta_j - g_{ij} V_j \sin \delta_j \right] \\ &= C + jD \end{aligned} \quad (A.2)$$

$$|I_{ij}| = \sqrt{C^2 + D^2} \quad (A.3)$$

As equações correspondentes às derivadas parciais das componentes da forma polar da corrente de linha fasorial em função da amplitude e ângulo de fase da tensão, segundo [102], são:

$$\frac{\partial \theta_{ij}}{\partial \delta_i} = \frac{\left[ V_i^2 (b_{si} + b_{ij})^2 + V_i^2 (g_{si} + g_{ij})^2 + V_i V_j \sin(\delta_i - \delta_j) (g_{ij} b_{si} - b_{ij} g_{si}) - V_i V_j \cos(\delta_i - \delta_j) (b_{ij}^2 + g_{ij}^2 + b_{ij} b_{si} + g_{ij} g_{si}) \right]}{(C^2 + D^2)} \quad (A.4)$$

$$\frac{\partial \theta_{ij}}{\partial \delta_j} = \frac{\left[ V_j^2 (b_{ij}^2 + g_{ij}^2) + V_i V_j \sin(\delta_i - \delta_j) (g_{ij} b_{si} - b_{ij} g_{si}) - V_i V_j \cos(\delta_i - \delta_j) (b_{ij}^2 + g_{ij}^2 + b_{ij} b_{si} + g_{ij} g_{si}) \right]}{(C^2 + D^2)} \quad (A.5)$$

$$\frac{\partial \theta_{ij}}{V_i} = \frac{\begin{bmatrix} V_j \cos(\delta_i - \delta_j)(b_{ij}g_{si} - g_{ij}b_{si}) \\ -V_j \sin(\delta_i - \delta_j)(b_{ij}^2 + g_{ij}^2 + b_{ij}b_{si} + g_{ij}g_{si}) \end{bmatrix}}{(C^2 + D^2)} \quad (\text{A.6})$$

$$\frac{\partial \theta_{ij}}{V_j} = \frac{\begin{bmatrix} V_i \cos(\delta_i - \delta_j)(g_{ij}b_{si} - b_{ij}g_{si}) \\ +V_i \sin(\delta_i - \delta_j)(b_{ij}^2 + g_{ij}^2 + b_{ij}b_{si} + g_{ij}g_{si}) \end{bmatrix}}{(C^2 + D^2)} \quad (\text{A.7})$$

$$\frac{\partial I_{ij}}{\delta_i} = \frac{\begin{bmatrix} VV_j \cos(\delta_i - \delta_j)(g_{ij}b_{si} - b_{ij}g_{si}) \\ +VV_j \sin(\delta_i - \delta_j)(b_{ij}^2 + g_{ij}^2 + b_{ij}b_{si} + g_{ij}g_{si}) \end{bmatrix}}{(\sqrt{C^2 + D^2})} \quad (\text{A.8})$$

$$\frac{\partial I_{ij}}{\delta_j} = \frac{\begin{bmatrix} VV_j \cos(\delta_i - \delta_j)(b_{ij}g_{si} - g_{ij}b_{si}) \\ -VV_j \sin(\delta_i - \delta_j)(b_{ij}^2 + g_{ij}^2 + b_{ij}b_{si} + g_{ij}g_{si}) \end{bmatrix}}{(\sqrt{C^2 + D^2})} \quad (\text{A.9})$$

$$\frac{\partial I_{ij}}{V_i} = \frac{\begin{bmatrix} V_i(g_{si} + g_{ij})^2 + V_i(b_{si} + b_{ij})^2 + V_j \sin(\delta_i - \delta_j)(g_{ij}b_{si} - b_{ij}g_{si}) \\ -V_j \cos(\delta_i - \delta_j)(b_{ij}^2 + g_{ij}^2 + b_{ij}b_{si} + g_{ij}g_{si}) \end{bmatrix}}{(\sqrt{C^2 + D^2})} \quad (\text{A.10})$$

$$\frac{\partial I_{ij}}{V_j} = \frac{\begin{bmatrix} V_j(g_{ij}^2 + b_{ij}^2) + V_i \sin(\delta_i - \delta_j)(g_{ij}b_{si} - b_{ij}g_{si}) \\ -V_i \cos(\delta_i - \delta_j)(b_{ij}^2 + g_{ij}^2 + b_{ij}b_{si} + g_{ij}g_{si}) \end{bmatrix}}{(\sqrt{C^2 + D^2})} \quad (\text{A.11})$$

## Anexo B – Factorização de Matrizes

### B.1 Factorização de Matrizes Simétricas Esparsas – Método de Cholesky

Todos os modelos matemáticos de factorização de matrizes simétricas usados no trabalho e aqui descritos encontram-se já bem estabelecidos sendo esta a razão de não surgirem no corpo principal da tese.

A factorização de Cholesky existe para matrizes simétricas e definidas positivas. Embora se trate de uma restrição significativa, este tipo de factorização não deixa de ter interesse prático, visto que estas propriedades são satisfeitas pelas matrizes que surgem em muitos problemas de cálculo numérico, por exemplo, no método dos mínimos quadrados. A factorização  $A = L \cdot L^T$  é conhecida por factorização de Cholesky e  $L$  é a matriz triangular de Cholesky. De notar que se se proceder a uma factorização de Cholesky e resolver o sistema de equações  $L \cdot y = b$  e  $L^T \cdot x = y$ , então

$$b = L \cdot y = L \cdot (L^T \cdot x) = (L \cdot L^T) \cdot x = A \cdot x \quad (\text{B.1})$$

A grande vantagem desta factorização consiste em que só ter de calcular uma matriz,  $L$ , visto que uma matriz simétrica e definida positiva pode ser representada sob a forma:

$$A = L \cdot L^T \quad (\text{B.2})$$

Isto significa que o número de operações para resolver um sistema linear fica reduzido a cerca de metade, quando se compara o método de Cholesky com outros métodos de factorização.

### B.2 Factorização Ortogonal

A factorização QR de uma matriz  $A$   $m \times n$  é dada por [124]:

$$A = Q \cdot R \quad (\text{B.3})$$

onde:

$Q$  é uma matriz ortogonal (i.é,  $Q^T = Q^{-1}$ )

$R$  é a matriz triangular superior (i.é, as  $n$  linhas são triangular superiores e as restantes  $m - n$  linhas são nulas). Assume-se que  $m \geq n$ .

A expressão alternativa é:

$$Q^T A = R \quad (\text{B.4})$$

Esta expressão permite a caracterização de algoritmos de factorização de obtenção de  $R$  como uma sequência de transformações ortogonais elementares nas colunas (ou linhas) de  $A$  de acordo com:

$$(Q_p^T \dots (Q_2^T (Q_1^T A))) = R \quad (\text{B.5})$$

onde  $p$  caracteriza o número de passos necessários para transformar  $A$  em  $R$ .

Desta forma, a factorização QR é uma maneira de calcular uma base ortogonal para um conjunto de vetores.

A decomposição ortogonal constitui uma factorização alternativa à  $LU$ , numericamente mais estável, em particular quando a matriz coeficiente é mal condicionada e o esforço computacional não constitui o principal objetivo.



**Tabela C-1: Dados relativos aos barramentos do sistema de teste de 14 barramentos**

(\*) este barramento apresenta um shunt capacitivo de 0.19 p.u. (potência base 100MVA)

<b>Barramento</b>		<b>Tensão barramento</b>		<b>Produção</b>		<b>Carga</b>	
Nº	Tipo	(p.u.)	(graus)	P(MW)	Q(MVAr)	P(MW)	Q(MVAr)
1	Ref.	1.0600	0	232.4	-16.9	0	0
2	PV	1.0450	-4.98	40.0	42.4	21.7	12.7
3	PV	1.0100	-12.72	0	23.4	94.2	19.0
4	PQ	1.0190	-10.33	0	0	47.8	-3.9
5	PQ	1.0200	-14.37	0	0	7.6	1.6
6	PV	1.0700	-14.22	0	12.2	11.2	7.5
7	PQ	1.0620	-13.37	0	0	0	0
8	PV	1.0900	-13.36	0	17.4	0	0
9*	PQ	1.0560	-14.94	0	0	29.5	16.6
10	PQ	1.0510	-15.10	0	0	9.0	5.8
11	PQ	1.0570	-14.79	0	0	3.5	1.8
12	PQ	1.0550	-15.07	0	0	6.1	1.6
13	PQ	1.0500	-15.16	0	0	13.5	5.8
14	PQ	1.0360	-16.04	0	0	14.9	5.0

**Tabela C-2: Dados das linhas do sistema de teste de 14 barramentos**

<b>Barramento</b>		<b>Resistência (p.u.)</b>	<b>Reactância (p.u.)</b>	<b>Susceptância /2 (p.u.)</b>
<i>i</i>	<i>j</i>			
1	2	0.0194	0.0592	0.0264
1	5	0.0540	0.2230	0.0246
2	3	0.0470	0.1980	0.0219
2	4	0.0581	0.1763	0.0170
2	5	0.0570	0.1739	0.0173
3	4	0.0670	0.1710	0.0064
4	5	0.0134	0.0421	0
6	11	0.0950	0.1989	0
6	12	0.1229	0.2558	0
6	13	0.0662	0.1303	0
7	8	0	0.1762	0
7	9	0	0.1100	0
9	10	0.0318	0.0845	0
9	14	0.1271	0.2704	0
10	11	0.0820	0.1921	0
12	13	0.2209	0.1999	0
13	14	0.1709	0.3480	0



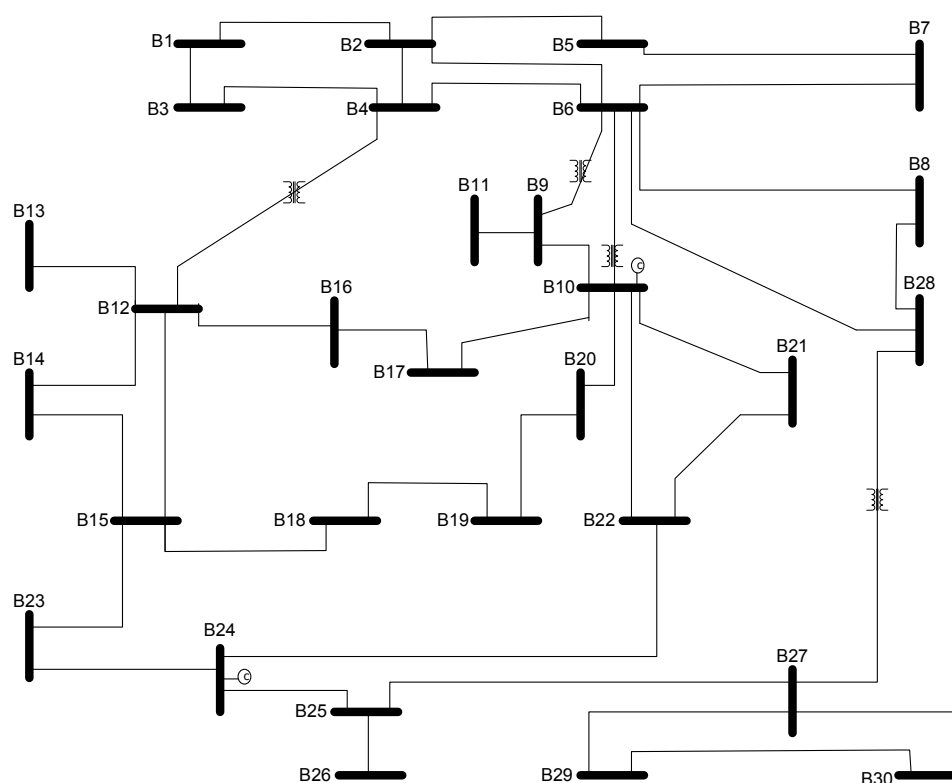
Tabela C-3: Dados dos transformadores do sistema de teste de 14 barramentos

<b>Barramento</b>		<b>Resistência (p.u.)</b>	<b>Reactância (p.u.)</b>	<b>Razão de transformação</b>
<i>i</i>	<i>j</i>			
4	7	0.0	0.20912	0.978
4	9	0.0	0.55618	0.969
5	6	0.0	0.25202	0.932

Tabela C-4: Dados dos barramentos com regulação no sistema de teste de 14 barramentos

<b>Barramento</b>	<b>Tensão (p.u.)</b>	<b>Potência reactiva produzida (MVar)</b>	
		<b>Mínimo</b>	<b>Máximo</b>
1	1.0600	-100	100
2	1.0450	-40	50
3	1.0100	0	40
6	1.0700	-6	24
8	1.0900	-6	24

## C.2 Sistema de teste *IEEE* de 30 Barramentos

Figura C.2: Esquema unifilar do sistema de teste *IEEE* de 30 barramentos

Na Tabela C-5 apresenta-se os dados relativos aos barramentos de 30 barramentos, considerando sempre como potência de base 100 MVA.

**Tabela C-5: Dados relativos aos barramentos do sistema de teste de 30 barramentos**

(\*) este barramento apresenta um shunt capacitivo de 0.19 p.u. (potência base 100 MVA)

(\*\*) este barramento apresenta um shunt capacitivo de 0.043 p.u. (potência base 100 MVA)

<b>Barramento</b>		<b>Tensão barramento</b>		<b>Produção</b>		<b>Carga</b>	
Nº	Tipo	(p.u.)	(graus)	P(MW)	Q(MVAr)	P(MW)	Q(MVAr)
1	Ref.	1.060	0	260.2	-16.1	0	0
2	PV	1.043	-5.48	40	50	21.7	12.7
3	PQ	1.021	-7.96	0	0	2.4	1.2
4	PQ	1.012	-9.62	0	0	7.6	1.6
5	PV	1.010	-14.37	0	37	94.2	19
6	PQ	1.010	-11.34	0	0	0	0
7	PQ	1.002	-13.12	0	0	22.8	10.9
8	PV	1.010	-12.10	0	37.3	30	30
9	PQ	1.051	-14.38	0	0	0	0
10*	PQ	1.045	-15.97	0	0	5.8	2
11	PV	1.082	-14.39	0	16.2	0	0
12	PQ	1.057	-15.24	0	0	11.2	7.5
13	PV	1.071	-15.24	0	10.6	0	0
14	PQ	1.042	-16.13	0	0	6.2	1.6
15	PQ	1.038	-16.22	0	0	8.2	2.5
16	PQ	1.045	-15.83	0	0	3.5	1.8
17	PQ	1.040	-16.14	0	0	9	5.8
18	PQ	1.028	-16.82	0	0	3.2	0.9
19	PQ	1.026	-17.00	0	0	9.5	3.4
20	PQ	1.030	-16.8	0	0	2.2	0.7
21	PQ	1.033	-16.42	0	0	17.5	11.2
22	PQ	1.033	-16.41	0	0	0	0
23	PQ	1.027	-16.61	0	0	3.2	1.6
24**	PQ	1.021	-16.78	0	0	8.7	6.7
25	PQ	1.017	-16.35	0	0	0	0
26	PQ	1.000	-16.77	0	0	3.5	2.3
27	PQ	1.023	-15.82	0	0	0	0
28	PQ	1.007	-11.97	0	0	0	0
29	PQ	1.003	-17.06	0	0	2.4	0.9
30	PQ	0.992	-17.94	0	0	10.6	1.9

Na Tabela C-6, são apresentados os parâmetros das linhas modelizadas através de um esquema equivalente em  $\pi$ . A potência de base considerada é de 100 MVA.

Tabela C-6: Dados das linhas do sistema de teste de 30 barramentos

<b>Barramento</b>		<b>Resistência (p.u.)</b>	<b>Reactância (p.u.)</b>	<b>Susceptância /2 (p.u.)</b>
<b><i>i</i></b>	<b><i>j</i></b>			
1	2	0.0192	0.0575	0.0264
1	3	0.0452	0.1652	0.0204
2	4	0.0570	0.1737	0.0184
3	4	0.0132	0.0379	0.0042
2	5	0.0472	0.1983	0.0209
2	6	0.0581	0.1763	0.0187
4	6	0.0119	0.0414	0.0045
5	7	0.0460	0.1160	0.0102
6	7	0.0267	0.0820	0.0085
6	8	0.0120	0.0420	0.0045
9	11	0.0000	0.2080	0
9	10	0.0000	0.1100	0
12	13	0.0000	0.1400	0
12	14	0.1231	0.2559	0
12	15	0.0662	0.1304	0
12	16	0.0945	0.1987	0
14	15	0.2210	0.1997	0
16	17	0.0524	0.1923	0
15	18	0.1073	0.2185	0
18	19	0.0639	0.1292	0
19	20	0.0340	0.0680	0
10	20	0.0936	0.2090	0
10	17	0.0324	0.0845	0
10	21	0.0348	0.0749	0
10	22	0.0727	0.1499	0
21	22	0.0116	0.0236	0
15	23	0.1000	0.2020	0
22	24	0.1150	0.1790	0
23	24	0.1320	0.2700	0
24	25	0.1885	0.3292	0
25	26	0.2544	0.3800	0
25	27	0.1093	0.2087	0
27	29	0.2198	0.4153	0
27	30	0.3202	0.6027	0
29	30	0.2399	0.4533	0
8	28	0.0636	0.2000	0.0214
6	28	0.0169	0.0599	0.0065

Relativamente aos transformadores, os dados são apresentados na Tabela C-7.

Tabela C-7: Dados dos transformadores do sistema de teste de 30 barramentos

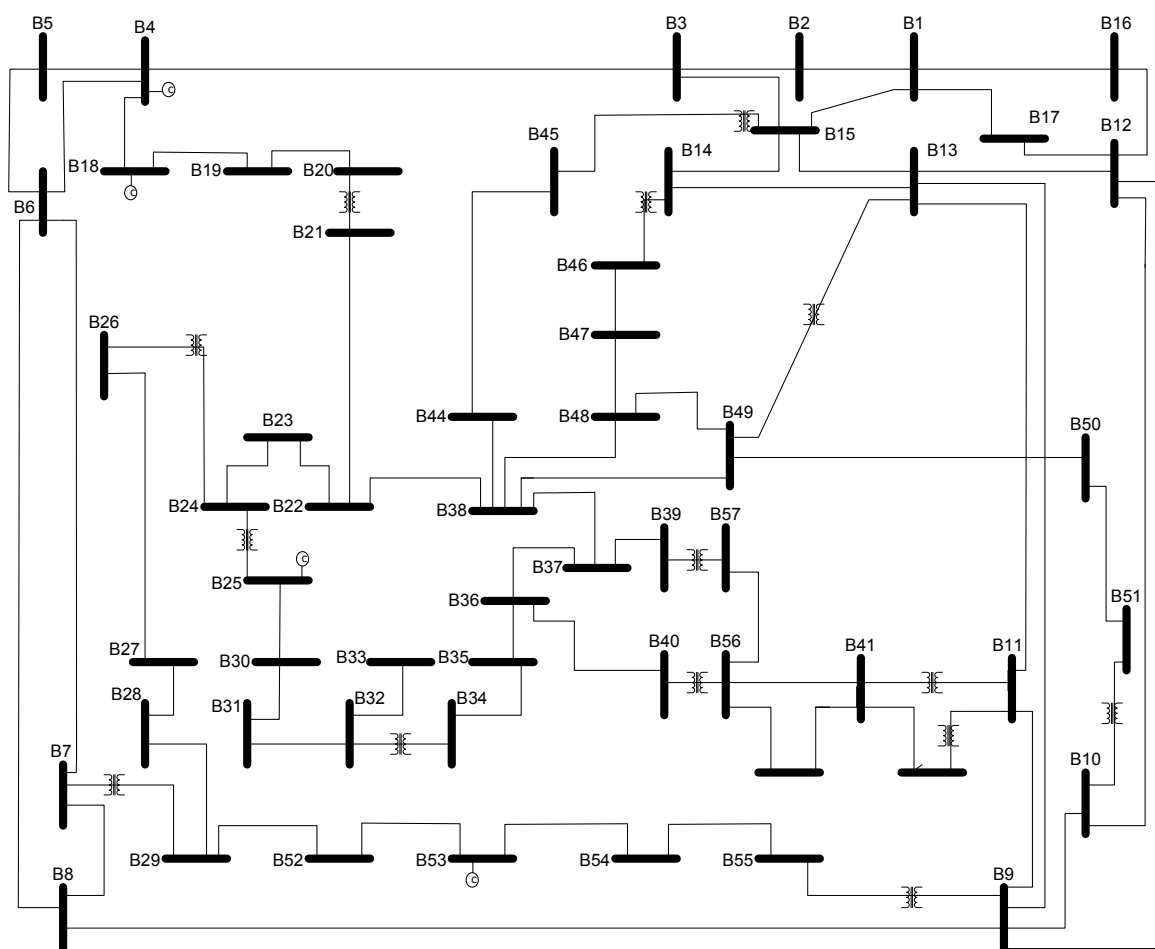
<b>Barramento</b>		<b>Resistência (p.u.)</b>	<b>Reactância (p.u.)</b>	<b>Razão de transformação</b>
<b><i>i</i></b>	<b><i>j</i></b>			
6	9	0	0.208	0.978
6	10	0	0.556	0.969
4	12	0	0.256	0.932
27	28	0	0.396	0.968

Os dados apresentados na Tabela C-8 referem-se aos barramentos com regulação de tensão.

**Tabela C-8: Dados dos barramentos com regulação no sistema de teste de 30 barramentos**

Barramento	Tensão (p.u.)	Potência reactiva produzida (MVar)	
		Mínimo	Máximo
2	2	-40	50
5	2	-40	40
8	2	-10	40
11	2	-6	24
13	2	-6	24

### C.3 Sistema de teste *IEEE* de 57 Barramentos



**Figura C.3: Esquema unifilar do sistema de teste *IEEE* de 57 barramentos**

Nas Tabelas C-9 e C-10 apresentam-se os dados relativos aos barramentos, considerando a potência de base de 100 MVA.

**Tabela C-9: Dados relativos aos barramentos do sistema de teste de 57 barramentos (1 de 2)**

(\*) barramento com shunt capacitivo de 0.100 p.u. (potência base 100MVA)

(\*\*) barramento com shunt capacitivo de 0.059 p.u. (potência base 100MVA)

<b>Barramento</b>		<b>Tensão barramento</b>		<b>Produção</b>		<b>Carga</b>	
Nº	Tipo	(p.u.)	(graus)	P(MW)	Q(MVAr)	P(MW)	Q(MVAr)
1	Ref.	1.0400	0	128.9	-16.1	55.0	17.0
2	PV	1.0100	-1.1800	0	-0.8	3.0	88.0
3	PV	0.9850	-5.9700	40.0	-1.0	41.0	21.0
4	PQ	0.9810	-7.3200	0	0	0	0
5	PQ	0.9760	-8.5200	0	0	13.0	4.0
6	PV	0.9800	-8.6500	0	0.8	75.0	2.0
7	PQ	0.9840	-7.5800	0	0	0	0
8	PV	1.0050	-4.4500	450.0	62.1	150.0	22.0
9	PV	0.9800	-9.5600	0	2.2	121.0	26.0
10	PQ	0.9860	-11.4300	0	0	5.0	2.0
11	PQ	0.9740	-10.1700	0	0	0	0
12	PV	1.0150	-10.4600	310.0	128.5	377.0	24.0
13	PQ	0.9790	-9.7900	0	0	18.0	2.3
14	PQ	0.9700	-9.3300	0	0	10.5	5.3
15	PQ	0.9880	-7.1800	0	0	22.0	5.0
16	PQ	1.0130	-8.8500	0	0	43.0	3.0
17	PQ	1.0170	-5.3900	0	0	42.0	8.0
18*	PQ	1.0010	-11.7100	0	0	27.2	9.8
19	PQ	0.9700	-13.2000	0	0	3.3	0.6
20	PQ	0.9640	-13.4100	0	0	2.3	1.0
21	PQ	1.0080	-12.8900	0	0	0	0
22	PQ	1.0100	-12.8400	0	0	0	0
23	PQ	1.0080	-12.9100	0	0	6.3	2.1
24	PQ	0.9990	-13.2500	0	0	0	0
25**	PQ	0.9820	-18.1300	0	0	6.3	3.2
26	PQ	0.9590	-12.9500	0	0	0	0
27	PQ	0.9820	-11.4800	0	0	9.3	0.5
28	PQ	0.9970	-10.4500	0	0	4.6	2.3
29	PQ	1.0100	-9.7500	0	0	17.0	2.6
30	PQ	0.9620	-18.6800	0	0	3.6	1.8
31	PQ	0.9360	-19.3400	0	0	5.8	2.9
32	PQ	0.9490	-18.4600	0	0	1.6	0.8
33	PQ	0.9470	-18.5000	0	0	3.8	1.9
34	PQ	0.9590	-14.1000	0	0	0	0
35	PQ	0.9660	-13.8600	0	0	6.0	3.0
36	PQ	0.9760	-13.5900	0	0	0	0
37	PQ	0.9850	-13.4100	0	0	0	0
38	PQ	1.0130	-12.7100	0	0	14.0	7.0

**Tabela C-10: Dados relativos aos barramentos do sistema de teste de 57 barramentos (2 de 2)**

(\*\*\*) barramento com shunt capacitivo de 0.063 p.u. (potência base 100MVA)

<b>Barramento</b>		<b>Tensão barramento</b>		<b>Produção</b>		<b>Carga</b>	
Nº	Tipo	(p.u.)	(graus)	P(MW)	Q(MVAr)	P(MW)	Q(MVAr)
39	PQ	0.9830	-13.4600	0	0	0	0
40	PQ	0.9730	-13.6200	0	0	0	0
41	PQ	0.9960	-14.0500	0	0	6.3	3.0
42	PQ	0.9660	-15.5000	0	0	7.1	4.4
43	PQ	1.0100	-11.3300	0	0	2.0	1.0
44	PQ	1.0170	-11.8600	0	0	12.0	1.8
45	PQ	1.0360	-9.2500	0	0	0	0
46	PQ	1.0500	-11.8900	0	0	0	0
47	PQ	1.0330	-12.4900	0	0	29.7	11.6
48	PQ	1.0270	-12.5900	0	0	0	0
49	PQ	1.0360	-12.9200	0	0	18.0	8.5
50	PQ	1.0230	-13.3900	0	0	21.0	10.5
51	PQ	1.0520	-12.5200	0	0	18.0	5.3
52	PQ	0.9800	-11.4700	0	0	4.9	2.2
53***	PQ	0.9710	-12.2300	0	0	20.0	10.0
54	PQ	0.9960	-11.6900	0	0	4.1	1.4
55	PQ	1.0310	-10.7800	0	0	6.8	3.4
56	PQ	0.9680	-16.0400	0	0	7.6	2.2
57	PQ	0.9650	-16.5600	0	0	6.7	2.0

Os dados apresentados na Tabela C-11 referem-se aos barramentos com regulação de tensão.

**Tabela C-11: Dados dos barramentos com regulação no sistema de teste de 57 barramentos**

<b>Barramento</b>	<b>Tensão (p.u.)</b>	<b>Potência reativa produzida (MVAr)</b>	
		<b>Mínimo</b>	<b>Máximo</b>
2	1.01	-17	50
3	0.985	-10	60
6	0.98	-8	25
8	1.005	-140	200
9	0.98	-3	9
12	1.015	-150	155

Nas Tabelas C-12 e C-13 são apresentados os parâmetros das linhas modelizadas através de um esquema equivalente em  $\pi$ . A potência de base considerada é de 100 MVA.

Tabela C-12: Dados das linhas do sistema de teste de 57 barramentos (1 de 2)

<i>Barramento</i>		<i>Resistência (p.u.)</i>	<i>Reactância (p.u.)</i>	<i>Susceptância /2 (p.u.)</i>
<i>i</i>	<i>j</i>			
1	2	0.0083	0.028	0.0645
2	3	0.0298	0.085	0.0409
3	4	0.0112	0.0366	0.019
4	5	0.0625	0.132	0.0129
4	6	0.043	0.148	0.0174
6	7	0.02	0.102	0.0138
6	8	0.0339	0.173	0.0235
8	9	0.0099	0.0505	0.0274
9	10	0.0369	0.1679	0.022
9	11	0.0258	0.0848	0.0109
9	12	0.0648	0.295	0.0386
9	13	0.0481	0.158	0.0203
13	14	0.0132	0.0434	0.0055
13	15	0.0269	0.0869	0.0115
1	15	0.0178	0.091	0.0494
1	16	0.0454	0.206	0.0273
1	17	0.0238	0.108	0.0143
3	15	0.0162	0.053	0.0272
5	6	0.0302	0.0641	0.0062
7	8	0.0139	0.0712	0.0097
10	12	0.0277	0.1262	0.0164
11	13	0.0223	0.0732	0.0094
12	13	0.0178	0.058	0.0302
12	16	0.018	0.0813	0.0108
12	17	0.0397	0.179	0.0238
14	15	0.0171	0.0547	0.0074
18	19	0.461	0.685	0
19	20	0.283	0.434	0
21	22	0.0736	0.117	0
22	23	0.0099	0.0152	0
23	24	0.166	0.256	0.0042
24	25	0	1.182	0
24	25	0	1.23	0
26	27	0.165	0.254	0
27	28	0.0618	0.0954	0
28	29	0.0418	0.0587	0
25	30	0.135	0.202	0
30	31	0.326	0.497	0
31	32	0.507	0.755	0
32	33	0.0392	0.036	0
34	35	0.052	0.078	0.0016
35	36	0.043	0.0537	0.0008
36	37	0.029	0.0366	0
37	38	0.0651	0.1009	0.001
37	39	0.0239	0.0379	0

**Tabela C-13: Dados das linhas do sistema de teste de 57 barramentos (2 de 2)**

<b>Barramento</b>		<b>Resistência (p.u.)</b>	<b>Reactância (p.u.)</b>	<b>Susceptância /2 (p.u.)</b>
<b><i>i</i></b>	<b><i>j</i></b>			
36	40	0.03	0.0466	0
22	38	0.0192	0.0295	0
41	42	0.207	0.352	0
41	43	0	0.412	0
38	44	0.0289	0.0585	0.001
46	47	0.023	0.068	0.0016
47	48	0.0182	0.0233	0
48	49	0.0834	0.129	0.0024
49	50	0.0801	0.128	0
50	51	0.1386	0.22	0
29	52	0.1442	0.187	0
52	53	0.0762	0.0984	0
53	54	0.1878	0.232	0
54	55	0.1732	0.2265	0
44	45	0.0624	0.1242	0.002
56	41	0.553	0.549	0
56	42	0.2125	0.354	0
57	56	0.174	0.26	0
38	49	0.115	0.177	0.0015
38	48	0.0312	0.0482	0

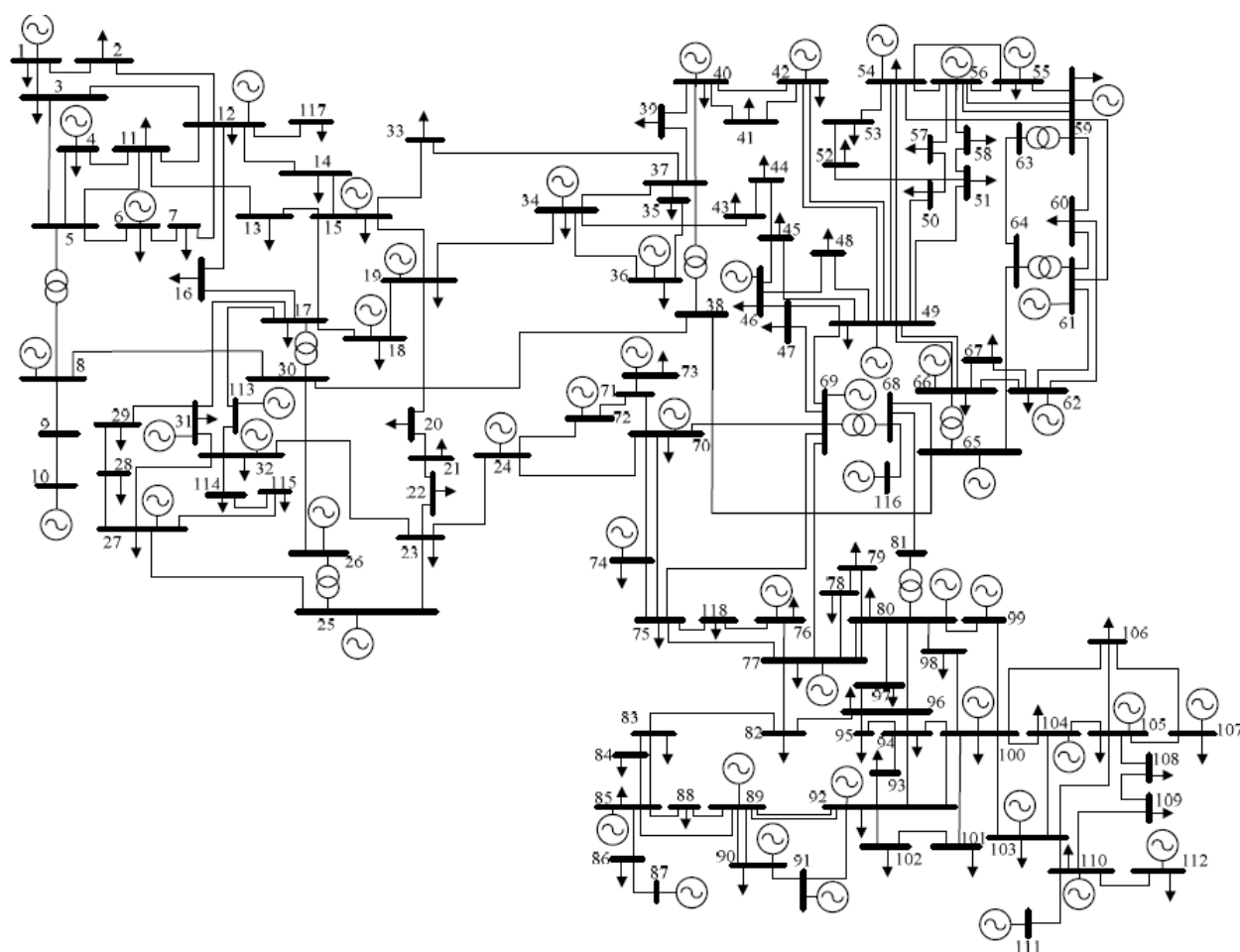
Relativamente aos transformadores, os dados são apresentados na Tabela C-14.

**Tabela C-14: Dados dos transformadores do sistema de teste de 57 barramentos**

<b>Barramento</b>		<b>Resistência (p.u.)</b>	<b>Reactância (p.u.)</b>	<b>Razão de transformação</b>
<b><i>i</i></b>	<b><i>j</i></b>			
4	8	0.0	0.5550	0.970
4	8	0.0	0.4300	0.978
7	29	0.0	0.0648	0.967
9	55	0.0	0.1205	0.940
10	51	0.0	0.0712	0.930
11	41	0.0	0.7490	0.955
11	43	0.0	0.1530	0.958
13	49	0.0	0.1910	0.895
14	46	0.0	0.0735	0.900
15	45	0.0	0.1042	0.955
21	20	0.0	0.7767	1.043
24	25	0.0	1.1820	1.000
24	25	0.0	1.2300	1.000
24	26	0.0	0.0473	1.043
34	32	0.0	0.9530	0.975
39	57	0.0	1.3550	0.980
40	56	0.0	1.1950	0.958



## C.4 Sistema de teste *IEEE* de 118 Barramentos



**Figura C.4:** Esquema unifilar do sistema de teste *IEEE* de 118 barramentos

Nas tabelas seguintes apresentam-se os dados relativos aos barramentos e às linhas, considerando a potência de base de 100 MVA.

**Tabela C-15: Dados relativos aos barramentos do sistema de teste de 118 barramentos (1 de 3)**

<b>Barramento</b>		<b>Tensão barramento</b>		<b>Produção</b>		<b>Carga</b>	
Nº	Tipo	(p.u.)	(graus)	P(MW)	Q(MVAr)	P(MW)	Q(MVAr)
1	PV	0.9550	21.0216	0.00	-21.28	51.00	27.00
2	PQ	0.9724	18.9829	0.00	0.00	20.00	9.00
3	PQ	0.9683	16.3642	0.00	0.00	39.00	10.00
4	PV	0.9980	15.4109	-9.00	-3.51	30.00	12.00
5	PQ	1.0005	14.4361	0.00	0.00	0.00	0.00
6	PV	0.9900	15.3481	0.00	15.16	52.00	22.00
7	PQ	0.9894	15.0582	0.00	0.00	19.00	2.00
8	PV	1.0150	15.2449	-28.05	-36.40	0.00	0.00
9	PQ	1.0411	16.4492	0.00	0.00	0.00	0.00
10	PV	1.0500	15.5925	449.94	-58.88	0.00	0.00
11	PQ	0.9863	19.4485	0.00	0.00	70.00	23.00
12	PV	0.9900	23.2301	85.00	118.88	47.00	10.00
13	PQ	0.9718	24.1215	0.00	0.00	34.00	16.00
14	PQ	0.9832	23.5048	0.00	0.00	14.00	1.00
15	PV	0.9700	11.4741	0.00	10.25	90.00	30.00
16	PQ	0.9840	12.1873	0.00	0.00	25.00	10.00
17	PQ	0.9911	13.9952	0.00	0.00	11.00	3.00
18	PV	0.9730	11.7808	0.00	36.34	60.00	34.00
19	PV	0.9620	11.3146	0.00	-36.29	45.00	25.00
20	PQ	0.9608	12.1910	0.00	0.00	18.00	3.00
21	PQ	0.9640	13.7780	0.00	0.00	14.00	8.00
22	PQ	0.9752	16.3316	0.00	0.00	10.00	5.00
23	PQ	1.0015	21.2487	0.00	0.00	7.00	3.00
24	PV	0.9920	21.1139	-13.00	-24.78	0.00	0.00
25	PV	1.0500	28.1798	219.99	230.09	0.00	0.00
26	PV	1.0150	29.9602	313.97	-187.31	0.00	0.00
27	PV	0.9680	15.6044	-9.01	-12.16	62.00	13.00
28	PQ	0.9628	13.8789	0.00	0.00	17.00	7.00
29	PQ	0.9638	12.8854	0.00	0.00	24.00	4.00
30	PQ	1.0065	19.0338	0.00	0.00	0.00	0.00
31	PV	0.9670	13.0019	7.00	37.88	43.00	27.00
32	PV	0.9630	15.0606	-0.01	-40.01	59.00	23.00
33	PQ	0.9707	10.8538	0.00	0.00	23.00	9.00
34	PV	0.9840	11.5114	-0.01	33.57	59.00	26.00
35	PQ	0.9801	11.0551	0.00	0.00	33.00	9.00
36	PV	0.9800	11.0555	0.00	8.21	31.00	17.00
37	PQ	0.9871	11.9667	0.00	0.00	0.00	0.00
38	PQ	0.9994	17.1076	0.00	0.00	0.00	0.00
39	PQ	0.9702	8.5766	0.00	0.00	27.00	11.00
40	PV	0.9700	7.4955	-46.00	31.47	20.00	23.00
41	PQ	0.9679	7.0516	0.00	0.00	37.00	10.00
42	PV	0.9850	8.6529	-59.00	42.76	37.00	23.00
43	PQ	0.9787	11.4604	0.00	0.00	18.00	7.00
44	PQ	0.9860	13.9433	0.00	0.00	16.00	8.00
45	PQ	0.9891	15.7726	0.00	0.00	53.00	22.00
46	PV	1.0050	18.5757	19.00	1.40	28.00	10.00
47	PQ	1.0173	20.7991	0.00	0.00	34.00	0.00
48	PQ	1.0197	20.0185	0.00	0.00	20.00	11.00

Tabela C-16: Dados relativos aos barramentos do sistema de teste de 118 barramentos (2 de 3)

<b>Barramento</b>		<b>Tensão barramento</b>		<b>Produção</b>		<b>Carga</b>	
Nº	Tipo	(p.u.)	(graus)	P(MW)	Q(MVAr)	P(MW)	Q(MVAr)
49	PV	1.0250	21.0216	204.00	131.57	87.00	30.00
50	PQ	1.0012	18.9829	0.00	0.00	17.00	4.00
51	PQ	0.9669	16.3642	0.00	0.00	17.00	8.00
52	PQ	0.9568	15.4109	0.00	0.00	18.00	5.00
53	PQ	0.9460	14.4361	0.00	0.00	23.00	11.00
54	PV	0.9550	15.3481	48.00	-13.22	113.00	32.00
55	PV	0.9520	15.0582	0.00	-3.31	63.00	22.00
56	PV	0.9540	15.2449	0.00	-15.19	84.00	18.00
57	PQ	0.9706	16.4492	0.00	0.00	12.00	3.00
58	PQ	0.9590	15.5925	0.00	0.00	12.00	3.00
59	PV	0.9850	19.4485	155.00	120.41	277.00	113.00
60	PQ	0.9932	23.2301	0.00	0.00	78.00	3.00
61	PV	0.9950	24.1215	160.00	-56.07	0.00	0.00
62	PV	0.9980	23.5048	0.00	-5.73	77.00	14.00
63	PQ	0.9687	22.8274	0.00	0.00	0.00	0.00
64	PQ	0.9837	24.5934	0.00	0.00	0.00	0.00
65	PV	1.0050	27.7191	390.98	-338.80	0.00	0.00
66	PV	1.0500	27.5587	392.00	270.58	39.00	18.00
67	PQ	1.0197	24.9190	0.00	0.00	28.00	7.00
68	PQ	1.0032	27.5978	0.00	0.00	0.00	0.00
69	Ref.	1.0350	30.0000	530.22	128.88	0.00	0.00
70	PV	0.9840	22.6179	0.00	7.57	66.00	20.00
71	PQ	0.9868	22.2069	0.00	0.00	0.00	0.00
72	PV	0.9800	21.1086	-12.00	-14.36	0.00	0.00
73	PV	0.9910	21.9954	-6.00	15.35	0.00	0.00
74	PV	0.9580	21.6686	0.00	-7.38	68.00	27.00
75	PQ	0.9673	22.9302	0.00	0.00	47.00	11.00
76	PV	0.9430	21.7988	0.00	-160.45	68.00	36.00
77	PV	1.0060	26.7506	0.00	113.56	61.00	28.00
78	PQ	1.0034	26.4466	0.00	0.00	71.00	26.00
79	PQ	1.0092	26.7454	0.00	0.00	39.00	32.00
80	PV	1.0400	28.9901	477.00	294.18	130.00	26.00
81	PV	0.9968	28.1449	0.00	0.00	0.00	0.00
82	PQ	0.9885	27.2717	0.00	0.00	54.00	27.00
83	PQ	0.9844	28.4639	0.00	0.00	20.00	10.00
84	PQ	0.9797	31.0003	0.00	0.00	11.00	7.00
85	PV	0.9850	32.5556	0.00	-29.01	24.00	15.00
86	PQ	0.9867	31.1862	0.00	0.00	21.00	10.00
87	PV	1.0150	31.4454	4.00	16.33	0.00	0.00
88	PQ	0.9875	35.6904	0.00	0.00	48.00	10.00
89	PV	1.0050	39.7483	607.00	-29.82	0.00	0.00
90	PV	0.9850	33.3384	-85.00	64.38	78.00	42.00
91	PV	0.9800	33.3506	-10.00	-18.37	0.00	0.00
92	PV	0.9900	33.8808	0.00	-49.80	65.00	10.00
93	PQ	0.9854	30.8491	0.00	0.00	12.00	7.00
94	PQ	0.9898	28.6822	0.00	0.00	30.00	16.00
95	PQ	0.9803	27.7096	0.00	0.00	42.00	31.00

**Tabela C-17: Dados relativos aos barramentos do sistema de teste de 118 barramentos (3 de 3)**

<b>Barramento</b>		<b>Tensão barramento</b>		<b>Produção</b>		<b>Carga</b>	
Nº	Tipo	(p.u.)	(graus)	P(MW)	Q(MVAr)	P(MW)	Q(MVAr)
96	PQ	0.9923	27.5426	0.00	0.00	38.00	15.00
97	PQ	1.0112	27.9158	0.00	0.00	15.00	9.00
98	PQ	1.0235	27.4333	0.00	0.00	34.00	8.00
99	PV	1.0100	27.0668	-42.00	-24.82	0.00	0.00
100	PV	1.0170	28.0588	252.00	115.73	37.00	18.00
101	PQ	0.9914	29.6469	0.00	0.00	22.00	15.00
102	PQ	0.9891	32.3650	0.00	0.00	5.00	3.00
103	PV	1.0100	24.3178	40.00	102.18	23.00	16.00
104	PV	0.9710	21.7478	0.00	-10.12	38.00	25.00
105	PV	0.9650	20.6436	0.00	-18.46	31.00	26.00
106	PQ	0.9611	20.3834	0.00	0.00	43.00	16.00
107	PV	0.9520	17.5827	-22.00	11.29	28.00	12.00
108	PQ	0.9662	19.4435	0.00	0.00	2.00	1.00
109	PQ	0.9670	18.9909	0.00	0.00	8.00	3.00
110	PV	0.9730	18.1440	0.00	-7.76	39.00	30.00
111	PV	0.9800	19.7891	36.00	-2.71	0.00	0.00
112	PV	0.9750	15.0448	-43.00	56.00	25.00	13.00
113	PV	0.9930	13.9926	-6.00	31.32	0.00	0.00
114	PQ	0.9601	14.7264	0.00	0.00	8.00	3.00
115	PQ	0.9600	14.7181	0.00	0.00	22.00	7.00
116	PV	1.0050	27.1628	-184.00	-223.84	0.00	0.00
117	PQ	0.9738	10.9479	0.00	0.00	20.00	8.00
118	PQ	0.9494	21.9419	0.00	0.00	33.00	15.00

Nas Tabelas C-19 a C-24 são apresentados os parâmetros das linhas modelizadas através de um esquema equivalente em  $\pi$ . A potência de base considerada é de 100 MVA.

Tabela C-18: Dados das linhas do sistema de teste de 118 barramentos (1 de 4)

<i>Barramento</i>		<i>Resistência (p.u.)</i>	<i>Reactância (p.u.)</i>	<i>Susceptância /2 (p.u.)</i>
<i>i</i>	<i>j</i>			
1	2	0.030300	0.099900	0.025400
1	3	0.012900	0.042400	0.010820
4	5	0.001760	0.007980	0.002100
3	5	0.024100	0.108000	0.028400
5	6	0.011900	0.054000	0.014260
6	7	0.004590	0.020800	0.005500
8	9	0.002440	0.030500	1.162000
8	5	0.000000	0.026700	0.000000
9	10	0.002580	0.032200	1.230000
4	11	0.020900	0.068800	0.017480
5	11	0.020300	0.068200	0.017380
11	12	0.005950	0.019600	0.005020
2	12	0.018700	0.061600	0.015720
3	12	0.048400	0.160000	0.040600
7	12	0.008620	0.034000	0.008740
11	13	0.022250	0.073100	0.018760
12	14	0.021500	0.070700	0.018160
13	15	0.074400	0.244400	0.062680
14	15	0.059500	0.195000	0.050200
12	16	0.021200	0.083400	0.021400
15	17	0.013200	0.043700	0.044400
16	17	0.045400	0.180100	0.046600
17	18	0.012300	0.050500	0.012980
18	19	0.011190	0.049300	0.011420
19	20	0.025200	0.117000	0.029800
15	19	0.012000	0.039400	0.010100
20	21	0.018300	0.084900	0.021600
21	22	0.020900	0.097000	0.024600
22	23	0.034200	0.159000	0.040400
23	24	0.013500	0.049200	0.049800
23	25	0.015600	0.080000	0.086400
26	25	0.000000	0.038200	0.000000
25	27	0.031800	0.163000	0.176400
29	31	0.010800	0.033100	0.008300
23	32	0.031700	0.115300	0.117300
31	32	0.029800	0.098500	0.025100
27	32	0.022900	0.075500	0.019260
15	33	0.038000	0.124400	0.319400
19	34	0.075200	0.247000	0.063200
35	36	0.002240	0.010200	0.002680
35	37	0.011000	0.049700	0.013180
33	37	0.041500	0.142000	0.036600
34	36	0.008710	0.026800	0.005680
34	37	0.002560	0.009400	0.009840
38	37	0.000000	0.037500	0.000000
37	39	0.032100	0.106000	0.027000
37	40	0.059300	0.168000	0.042000
30	38	0.004640	0.054000	0.422000
39	40	0.018400	0.060500	0.015520

Tabela C-19: Dados das linhas do sistema de teste de 118 barramentos (2 de 4)

<i>Barramento</i>		<i>Resistência (p.u.)</i>	<i>Reactância (p.u.)</i>	<i>Susceptância /2 (p.u.)</i>
<i>I</i>	<i>j</i>			
40	41	0.014500	0.048700	0.012220
40	42	0.055500	0.183000	0.046600
41	42	0.041000	0.135000	0.034400
43	44	0.060800	0.245400	0.060680
34	43	0.041300	0.168100	0.042260
44	45	0.022400	0.090100	0.022400
45	46	0.040000	0.135600	0.033200
46	47	0.038000	0.127000	0.031600
46	48	0.060100	0.189000	0.047200
47	49	0.019100	0.062500	0.016040
42	49	0.071500	0.323000	0.086000
42	49	0.071500	0.323000	0.086000
45	49	0.068400	0.186000	0.044400
48	49	0.017900	0.050500	0.012580
49	50	0.026700	0.075200	0.018740
49	51	0.048600	0.137000	0.034200
51	52	0.020300	0.058800	0.013960
52	53	0.040500	0.163500	0.040580
53	54	0.026300	0.122000	0.031000
49	54	0.073000	0.289000	0.073800
49	54	0.086900	0.291000	0.073000
54	55	0.016900	0.070700	0.020200
54	56	0.002750	0.009550	0.007320
55	56	0.004880	0.015100	0.003740
56	57	0.034300	0.096600	0.024200
50	57	0.047400	0.134000	0.033200
56	58	0.034300	0.096600	0.024200
51	58	0.025500	0.071900	0.017880
54	59	0.050300	0.229300	0.059800
56	59	0.082500	0.251000	0.056900
56	59	0.080300	0.239000	0.053600
55	59	0.047390	0.215800	0.056460
59	60	0.031700	0.145000	0.037600
59	61	0.032800	0.150000	0.038800
60	61	0.002640	0.013500	0.014560
60	62	0.012300	0.056100	0.014680
61	62	0.008240	0.037600	0.009800
63	59	0.000000	0.036800	0.000000
63	64	0.001720	0.020000	0.216000
64	61	0.000000	0.002680	0.000000
38	65	0.009010	0.098600	1.046000
64	65	0.002690	0.030200	0.380000
49	66	0.018000	0.091900	0.024800
49	66	0.018000	0.091900	0.024800
62	66	0.048200	0.218000	0.057800
62	67	0.025800	0.117000	0.031000
63	59	0.000000	0.037000	0.000000
66	67	0.022400	0.101500	0.026820
65	68	0.001380	0.016000	0.638000

Tabela C-20: Dados das linhas do sistema de teste de 118 barramentos (3 de 4)

<i>Barramento</i>		<i>Resistência (p.u.)</i>	<i>Reactância (p.u.)</i>	<i>Susceptância /2 (p.u.)</i>
<i>i</i>	<i>j</i>			
47	69	0.084400	0.277800	0.070920
49	69	0.098500	0.324000	0.082800
68	69	0.000000	0.037000	0.000000
69	70	0.030000	0.127000	0.122000
24	70	0.002210	0.411500	0.101980
70	71	0.008820	0.035500	0.008780
24	72	0.048800	0.196000	0.048800
71	72	0.044600	0.180000	0.044440
71	73	0.008660	0.045400	0.011780
70	74	0.040100	0.132300	0.033680
70	75	0.042800	0.141000	0.036000
69	75	0.040500	0.122000	0.124000
74	75	0.012300	0.040600	0.010340
76	77	0.044400	0.148000	0.036800
69	77	0.030900	0.101000	0.103800
75	77	0.060100	0.199900	0.049780
77	78	0.003760	0.012400	0.012640
78	79	0.005460	0.024400	0.006480
77	80	0.017000	0.048500	0.047200
77	80	0.029400	0.105000	0.022800
79	80	0.015600	0.070400	0.018700
68	81	0.001750	0.020200	0.808000
81	80	0.000000	0.037000	0.000000
77	82	0.029800	0.085300	0.081740
82	83	0.011200	0.366500	0.379600
83	84	0.062500	0.132000	0.025800
83	85	0.043000	0.148000	0.034800
84	85	0.030200	0.064100	0.012340
85	86	0.035000	0.123000	0.027600
86	87	0.028280	0.207400	0.044500
85	88	0.020000	0.102000	0.027600
85	89	0.023900	0.173000	0.047000
88	89	0.013900	0.071200	0.019340
89	90	0.051800	0.188000	0.052800
89	90	0.023800	0.099700	0.106000
90	91	0.025400	0.083600	0.021400
89	92	0.009900	0.050500	0.054800
89	92	0.039300	0.158100	0.041400
91	92	0.038700	0.127200	0.032680
92	93	0.025800	0.084800	0.021800
92	94	0.048100	0.158000	0.040600
93	94	0.022300	0.073200	0.018760
94	95	0.013200	0.043400	0.011100
80	96	0.035600	0.182000	0.049400
82	96	0.016200	0.053000	0.054400
94	96	0.026900	0.086900	0.023000
80	97	0.018300	0.093400	0.025400
80	98	0.023800	0.108000	0.028600
80	99	0.045400	0.206000	0.054600

**Tabela C-21: Dados das linhas do sistema de teste de 118 barramentos (4 de 4)**

<b>Barramento</b>		<b>Resistência (p.u.)</b>	<b>Reactância (p.u.)</b>	<b>Susceptância /2 (p.u.)</b>
<b><i>i</i></b>	<b><i>j</i></b>			
92	100	0.064800	0.295000	0.077200
94	100	0.017800	0.058000	0.060400
95	96	0.017100	0.054700	0.014740
96	97	0.017300	0.088500	0.024000
98	100	0.039700	0.179000	0.047600
99	100	0.018000	0.081300	0.021600
100	101	0.027700	0.126200	0.032800
92	102	0.012300	0.055900	0.014640
101	102	0.024600	0.112000	0.029400
100	103	0.016000	0.052500	0.053600
100	104	0.045100	0.204000	0.054100
103	104	0.046600	0.158400	0.040700
103	105	0.053500	0.162500	0.040800
100	106	0.060500	0.229000	0.062000
104	105	0.009940	0.037800	0.009860
105	106	0.014000	0.054700	0.014340
105	107	0.053000	0.183000	0.047200
105	108	0.026100	0.070300	0.018440
106	107	0.053000	0.183000	0.047200
108	109	0.010500	0.028800	0.007600
103	110	0.039060	0.181300	0.046100
109	110	0.027800	0.076200	0.020200
110	111	0.022000	0.075500	0.020000
110	112	0.024700	0.064000	0.062000
17	113	0.009130	0.030100	0.007680
32	113	0.061500	0.203000	0.051800
32	114	0.013500	0.061200	0.016280
27	115	0.016400	0.074100	0.019720
114	115	0.002300	0.010400	0.002760
68	116	0.000340	0.004050	0.164000
12	117	0.032900	0.140000	0.035800
75	118	0.014500	0.048100	0.011980
76	118	0.016400	0.054400	0.013560

Na Tabela C-22 são apresentados os dados dos transformadores.

**Tabela C-22: Dados dos transformadores do sistema de teste de 118 barramentos**

<b>Barramento</b>		<b>Resistência (p.u.)</b>	<b>Reactância (p.u.)</b>	<b>Razão de transformação</b>
<b><i>i</i></b>	<b><i>j</i></b>			
5	8	0.0	0.0267	0.960
26	25	0.0	0.0382	1.110
30	17	0.0	0.0388	1.110
38	37	0.0	0.0375	1.110
63	59	0.0	0.0386	1.110
64	61	0.0	0.0268	0.910
65	66	0.0	0.0370	1.110
68	69	0.0	0.0370	0.900
81	80	0.0	0.0370	1.110



Os dados apresentados na Tabela C-23 referem-se aos barramentos com regulação de tensão.

**Tabela C-23: Dados dos barramentos com regulação no sistema de teste de 118 barramentos**

$a=\{4, 8, 10, 24, 25, 27, 31, 40, 42, 46, 49, 54, 59, 61, 65, 66, 72, 73, 80, 87, 89, 90, 91, 99, 100, 107, 111, 112, 113\}$ ;  $b=\{1, 62, 70, 76, 85, 92\}$ ;  $c=\{19, 36, 103, 104\}$ ;  $d=\{15, 18, 32, 34\}$ .

<i>Barramento</i>	<i>Tensão (p.u.)</i>		<i>Potência reativa produzida (MVar)</i>	
	<i>Mínimo</i>	<i>Máximo</i>	<i>Mínimo</i>	<i>Máximo</i>
<i>a</i>	0.90	1.10	-100	300
<i>b</i>	0.90	1.10	0	8
<i>c</i>	0.90	1.10	-5	15
<i>d</i>	0.90	1.10	-5	23
5	0.90	1.10	-5	30
12	0.90	1.10	-30	75
26	0.90	1.10	-300	600
55	0.90	1.10	-5	11
56	0.90	1.10	-5	11
69	0.90	1.10	-9999	9999
74	0.90	1.10	0	4
77	0.90	1.10	-10	38
105	0.90	1.10	-5	5
110	0.90	1.10	0	1
115	0.90	1.10	-250	525
PQ	0.95	1.10	0	0

São apresentados, Tabela C-24, os dados dos shunts existentes no sistema de teste *IEEE* de 118 barramentos.

**Tabela C-24 Dados dos shunts no sistema de teste de 118 barramentos**

<i>Barramento</i>	<i>Potência (MVar)</i>	<i>Susceptância (p.u.)</i>
5	-40	-0.400
34	14	0.140
37	-25	-0.250
44	10	0.100
45	10	0.100
46	10	0.100
48	15	0.150
74	12	0.120
79	20	0.200
82	20	0.200
83	10	0.100
105	20	0.200
107	6	0.060
110	6	0.060